FORMAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL: IMPACTO DE INCENTIVOS ECONÔMICOS NA SUBSTITUIÇÃO INTERENERGÉTICOS E NA COGERAÇÃO EM REGIME "*TOPPING*"

Jeferson Borghetti Soares

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

____

Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim, DSc.

____

Prof. Alexandre Salem Szklo, DSc.

____

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

____

Prof. Hélder Queiróz Pinto Jr., DSc.

____

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira, DSc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2004

SOARES, JEFERSON BORGHETTI

Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição inter-energéticos e na cogeração em regime "*topping*" [Rio de Janeiro] 2004

VII, 390 p, 29,7 cm (COPPE/UFRJ, DSc., Planejamento Energético, 2004)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1- Mercado brasileiro de gás natural

2- Setor industrial

3- Setor de serviços

3- Incentivos econômicos

I - COPPE/UFRJ   II - Título (Série)

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, o maior agradecimento é a Deus, pela Sua constante presença em minha vida, dando a força sempre necessária em todos os momentos que precisei e, com certeza, precisarei sempre. Sem Ele, nada é possível.

Registro também especial agradecimento à minha família, em particular minha mãe, que sempre incentivou seus filhos e nunca faltou em dedicação e amor a eles, em todas as situações que vivemos, por mais difíceis que fossem.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte financeiro concedido e necessário à realização desta tese. Também agradeço ao Fundo Setorial de Petróleo e Gás (CTPetro) pelo apoio à realização desta pesquisa.

Ao professor Maurício T. Tolmasquim pelas sugestões efetuadas e pelas oportunidades que me proporcionou nestes anos que vivo na COPPE, além de um conselheiro imparcial em momentos importantes.

Ao professor e amigo Alexandre S. Szklo, cuja convivência é uma rica fonte de aprendizado, pela postura profissional e ética que sempre o caracterizaram. Este exemplo foi sempre um constante incentivo pessoal e profissional para mim.

A todos os meus amigos e colegas do PPE, que tornaram esta caminhada mais agradável seja em ocasiões de trabalho, seja em momentos de descontração. São tantos aqueles que estimo, que correria o risco de fazer um livro com todos eles. Por isto, me permitirei omitir nomes. Mas todos sabem quem são, nem preciso dizer.

Aos professores do PPE pelos conhecimentos transmitidos, pelas oportunidades de convivência e pela sempre presente relação de respeito em todos os momentos vividos dentro do Programa de Planejamento Energético nestes anos todos.

A todos os funcionários do PPE pela presteza e dedicação, além de seu bom humor, o que sempre torna resolver problemas algo mais simples.

Às minhas amigas Cintia e Dayde, cujo constante convívio é objeto de grande satisfação e felicidade para mim. Fazem parte dos 5% fora do intervalo de confiança de 95% da distribuição normal que existe no mundo.

E a todos aqueles que de alguma forma auxiliaram na elaboração desta tese, e que por ventura deixaram de ser citados mas nem por isto menos importantes, o meu sincero muito obrigado.

Resumo da tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

FORMAÇÃO DO MERCADO SECUNDÁRIO DE GÁS NATURAL NO BRASIL: IMPACTO DE INCENTIVOS ECONÔMICOS NA SUBSTITUIÇÃO INTERENERGÉTICOS E NA COGERAÇÃO EM REGIME "*TOPPING*"

Jeferson Borghetti Soares

Junho/2004

Orientador: Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho objetiva analisar perspectivas de inserção do gás natural na matriz energética brasileira em uso não termelétrico, buscando identificar forças motrizes a esta inserção, sob a ótica de desenvolvimento da demanda. Para isto, se analisa a penetração do gás natural em três segmentos da economia brasileira: indústria química, hotéis e hospitais, para geração de calor e cogeração em regime "*topping*". Relevante potencial técnico para utilização do gás natural nestes usos foi identificado (aproximadamente 6,6 Mm^3/dia para geração de calor e entre 11,9 e 12,2 Mm^3/dia, para cogeração), mostrando-se bastante sensível às condições de contorno presentes tanto no macro-ambiente onde se insere o investidor nas tecnologias finais – condições macroeconômicas e cenários internacionais e domésticos dos preços de energia - quanto a possíveis ações de incentivo ao uso do gás natural. Por sua vez, o tipo de incentivo concedido mostra a existência de diferentes relações benefício-custo tanto para o Estado quanto para o investidor final. Nesse sentido, o desenvolvimento da demanda de gás natural depende essencialmente do cenário com que se deparará o investidor final, além da avaliação do Estado em assumir ações de incentivo ao uso deste energético no país, buscando equilibrar aspectos como renúncia fiscal e efeito multiplicador na economia decorrente destes incentivos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

NATURAL GAS MARKET FOR NON-TERMELETRIC USES IN BRAZIL: ECONOMIC DRIVERS FOR INTERFUEL SWITCHING AND FOR COMBINED HEAT AND POWER IN TOPPING SCHEMES

Jeferson Borghetti Soares

June/2004

Advisor: Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

This work aims to identify economic driving forces for non-termeletric uses of natural gas in Brazil, by considering an end user point-of-view. Within this purpose, we assessed natural gas introduction in three important segments – chemical industry, hotels and hospitals –, chosen by their qualitative and quantitative energy demand profiles. The final uses assessed included: (1) fuel switching for heat/steam generation; (2) combined heat and power in topping schemes. A large natural gas consumption potential for these final uses was identified (about 6.6 Mm^3 per day for heat/steam generation and nearly 11.9-12.2 Mm^3 per day for cogeneration facilities). However, economic potential for natural gas in these end uses showed to be quite sensitive to border conditions related to macroeconomic and international context as well as to incentive policies to natural gas consumption. Different incentive policies should result in benefit-cost figures which must be well assessed by government *vis-à-vis* the trade off between: (1) direct reduction of revenue for treasury due to a lower tax income and; (2) possible reduction in energy costs, which can be invested in productivity improvement and other taxable investments. Furthermore, this incentive policies can boost another activities in economy like natural gas-based equipment manufacturing.

ÍNDICE DA TESE

1- INTRODUÇÃO: REFLEXÕES SOBRE O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL E ORIENTAÇÃO DO ESTUDO

Esta tese objetiva analisar possíveis ações de incentivo econômico ao uso do gás natural no Brasil em uso não termelétrico, partindo de uma ótica da demanda e visando identificar as forças motrizes para este desenvolvimento, bem como a extensão do impacto destes incentivos em alternativas de consumo de gás natural que resultem em menor capilaridade do mercado.

Para balizar os passos adotados para atingir este objetivo, é conveniente resgatarmos inicialmente o processo de desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural.

A partir de meados da década de 90, uma série de eventos tem sinalizado a intenção do governo brasileiro de aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira. De fato, insere-se neste contexto, a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), o aumento do volume de reservas nacionais de gás natural e sua produção (citam-se as reservas situadas nas bacias de Campos e Santos e de Urucu) e também as possibilidades de integração com os mercados energéticos de países vizinhos, como a Argentina, este último parceiro especialmente quando se fala em mercado meridional de gás natural. Havia, ainda, expectativa de arranjos comerciais para aproveitamento de reservas peruanas de gás natural situadas em *Camusea* (ABIQUIM, 1998), mas o aproveitamento econômico destas reservas foi direcionado à produção de gás natural liqüefeito (Gillespie, 2004). Recentemente, o anúncio da existência de reservas significativas de gás natural situadas na Bacia de Santos também adiciona elementos de expectativa em torno da maior participação futura do gás natural na matriz energética brasileira.

O otimismo quanto à expansão da participação do gás natural na matriz energética brasileira levou a supor inicialmente que o consumo de gás natural representaria 12% da energia primária no país em 2010 (Gaspetro, 2000), meta que vem se mostrando de alcance difícil, por uma série de razões, a mais notória relacionada à estratégia de viabilização econômica inicialmente vislumbrada para o equacionamento econômico dos investimentos realizados no Gasbol, ancorada na expansão da termeletricidade no país[1], que tinha papel muito importante na expansão do parque

[1] A estratégia de utilização de termelétricas é bem conhecida nos estágios iniciais de desenvolvimento de um mercado de gás, permitindo o equacionamento econômico adequado dos investimentos necessários

gerador brasileiro. Como resultado deste adiamento, a crise de desabastecimento de eletricidade ocorrida em 2001 foi o impacto mais visível dos problemas observados simultaneamente nos mercados brasileiros de eletricidade e gás natural. Tal risco de desabastecimento de energia elétrica já era percebido por grandes usuários de eletricidade em anos anteriores à crise de eletricidade ocorrida em 2001, fato comprovado, por exemplo, pelo comportamento da indústria química brasileira nos anos de 1998-1999. De fato, segundo ABIQUIM (2004), a potência média demandada de energias interruptíveis no ano de 1999 foi de aproximadamente 9 MW, contra 138 MW, observado em 1998. Ademais, o texto do documento citado declara tacitamente a influência deste ambiente incerto de expansão sobre a decisão das indústrias químicas filiadas para o investimento em centrais de cogeração, refletindo a estratégia das empresas deste setor em reduzir a dependência de seus processos quanto ao uso de eletricidade de menor qualidade de fornecimento. Em um outro exemplo, a instalação de uma unidade de cogeração na Cia. Cervejaria Kaiser foi motivada pela necessidade de se reduzir os prejuízos advindos por causa de paradas freqüentes de produção devido a períodos de desabastecimento de eletricidade, que totalizou 11 horas em um único mês (Brasil Energia, 2000a).

Mesmo soluções adotadas de forma emergencial pelo governo brasileiro não surtiram o efeito desejado, como foi o caso do "Programa Prioritário de Termeletricidade 2000/2003", que buscava impulsionar estes investimentos, fundamentalmente, através de medidas de redução dos riscos de investimentos nestas plantas por investidores privados[2]. Na realidade, a edição destas medidas expôs as dificuldades de aderência entre um modelo de mercado energético aberto e as

---

nas instalações de exploração e transporte deste gás, disponibilizando o mesmo ao usuário final (Guimarães, 1999). Este estratégia prevê um consumo base, identificado como "consumo-âncora", que garante a viabilidade do investimento bem como a redução dos riscos associados ao mesmo (Tolmasquim et al, 1999a). O estudo de viabilidade realizado pela Petrobrás quando da decisão da importação do gás revelou a necessidade de um "consumo âncora", de perfil constante e cujos volumes negociados implicavam na operação das centrais térmica atuando na base de geração do sistema elétrico nacional. O setor elétrico é tradicionalmente um "cliente cativo" quando se analisa um projeto integrado de abastecimento de gás natural para um mercado em formação, como é o caso do Brasil (Turdera et al, 1997).

[2] Tais medidas envolviam, por exemplo, garantia de fornecimento e de preço para o gás natural pelos próximos 10 anos a US$ 2,18/MMBTU. Adicionalmente, previam-se mecanismos de financiamento, além da possibilidade da Eletrobrás comprar a energia não vendida, reduzindo substancialmente o risco enfrentado pelo empreendedor privado. Numa última versão destes incentivos, o preço do gás adotado para o programa emergencial se dá segundo duas condições de preço, excludentes entre si: (1) US$ 2,26/MMBTU, atualizado trimestralmente pela variação do preço de uma cesta de óleos e pelo índice de inflação norte-americana; ou (2) US$ 2,475/MMBTU, atualizado anualmente pelo índice de inflação

características intrínsecas a este setor no Brasil. Não se defende aqui, porém, a negação incondicional de um modelo de mercado para o setor elétrico brasileiro, mas sim que esta modelagem deve estar atenta às características específicas do sistema energético nacional, até mesmo para verificar a compatibilidade do modelo proposto para o setor elétrico.

No cerne destes problemas, encontra-se a inconsistência entre a estratégia adotada para a formação de mercado de gás natural e as características inerentes do mesmo para sua viabilização econômica e as características do parque elétrico brasileiro. Esta contradição se relaciona ao fato de estas usinas térmicas a gás natural requererem operação na base do sistema elétrico – i.e., de forma contínua, para que os investimentos realizados na infra-estrutura de transporte e distribuição se viabilizem, aportando receitas regulares e contínuas, enquanto que o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hídrico, o que resulta em variações sazonais relevantes no custo unitário da eletricidade gerada (Soares et al, 2002), ocasionando operação irregular destas termelétricas e conseqüentemente, baixo fator de capacidade (Turdera et al, 1997). Dentro de um contexto de despacho por menor custo operacional de geração de eletricidade, estas variações de custo tendem a favorecer a operação de usinas hidrelétricas, que normalmente apresentam custo de geração inferior ao das térmicas. Este é, pois, um fator de incerteza na operação das usinas termelétricas no sistema interligado brasileiro, elevando significativamente os riscos associados a projetos deste tipo e por isto, agindo como inibidor destes investimentos.

Adicionalmente, do ponto de vista dos investimentos em infra-estrutura gasífera, um dos atributos básicos dos contratos firmados entre produtores, transportadores, distribuidores e consumidores no mercado de gás natural é a minimização do risco destes investimentos, especialmente aqueles que envolvem grandes jazidas de gás natural (Percebois, 1989). De maneira geral, estes contratos estabelecem o desembolso, pelo comprador, de recursos financeiros referentes à aquisição de quantidades fixas de gás na transação, característica que contribui para minimizar os riscos do produtor, embora aumente os do comprador[3]. Este aspecto, conjugado ao fato de estes contratos

---

norte-americana (Gaspetro, 2000). Esta segunda opção visa estabelecer equilíbrio de reajustes entre o destinado ao gás natural e os praticados no caso da energia elétrica (Alencar, 2000).

[3] Isto se traduz em cláusulas conhecidas como "*take-or-pay*", que estabelecem a obrigatoriedade de compra de uma quantidade mínima de gás natural, independentemente deste consumo se realizar. Quanto mais esta quantidade mínima se aproxima da capacidade máxima contratada de transporte de gás, menos flexível é o contrato (maior fator de "*take or pay*"), e maior o grau de repasse do risco dos investimentos

normalmente se estabelecerem em horizontes de longo prazo (entre 20 a 25 anos, no caso de grandes jazidas[4]), é o principal responsável pela rigidez destes contratos e, por conseguinte, tem impacto direto sobre o equacionamento econômico de um mercado de gás, podendo introduzir grande nível de incerteza nestes investimentos, tanto em nível de oferta quanto nas tecnologias de utilização deste gás natural[5].

Em face ao exposto, estas características implicam em manter uma termelétrica a gás natural em operação mesmo quando há disponibilidade de energia secundária da geração hidrelétrica e, quando isto é verificado, a operação contínua das termelétricas a gás pode constituir uma ineficiência do ponto de vista sistêmico (Szklo e Oliveira, 2001). Neste caso, dois cenários extremos são possíveis:

(1) Operação sazonal das termelétricas em detrimento de uma energia de menor custo como a energia secundária das hidrelétricas, comprometendo com este fato, a propensão de investimentos privados na geração termelétrica, pela já exposta rigidez dos contratos de fornecimentos de gás natural;

(2) As usinas hidrelétricas "vertem" água sem gerar energia elétrica a baixo custo, implicando em mau uso da capacidade hidrelétrica instalada brasileira, ineficiência alocativa dos recursos e maior custo da energia elétrica para o consumidor final brasileiro.

Assim, as características demandadas para a formação do mercado brasileiro de gás natural, em bases economicamente viáveis, apontam para a estruturação do consumo final baseada em tecnologias de consumo de gás natural com elevado fator de

---

para o comprador do gás, sobre o qual recai a responsabilidade de desenvolvimento do mercado em nível de usuário final. Como conseqüência destes aspectos, esta forma de transação impõe que a opção termelétrica mantenha-se economicamente atrativa durante a vigência destes contratos de fornecimento, i. e., em torno de 20-25 anos. Assim, o aumento de custos provocados no subsistema de distribuição, pela rigidez do contrato "*take-or-pay*", é expressivo no caso de o projeto ser realizado sem mercados estabelecidos para o gás natural, o que é o caso do Brasil.

4 Vide Percebois (1989).

5 Em um sistema elétrico análogo no que diz respeito à vulnerabilidade da estratégia de equacionamento do mercado de gás natural através de termelétricas, Lederer e Falgarone (1997) ilustram o exemplo bastante elucidativo da França. Caracterizada pelo sistema elétrico predominantemente nuclear, às centrais térmicas é imposta uma operação irregular, decorrente da duração de despacho variável em função das condições climáticas e da disponibilidade de outras centrais, bem como pelo funcionamento concentrado destas centrais durante o inverno francês. Este modo de operação resulta em um perfil de consumo irregular, insatisfatório para as companhias de distribuição de gás, que desejam suprir um mercado com demanda constante e uniforme ao longo do ano. Por isso, a geração elétrica independente a gás perdeu força na França para a cogeração industrial, onde o consumo de gás tem um perfil mais uniforme ao longo do ano, já que parte deste consumo serve para geração de vapor com uso no processo industrial (Szklo, 2001). Do ponto de vista do usuário final da tecnologia de consumo de gás natural, esta vulnerabilidade é percebida na evolução dos preços do gás natural, relacionando-se à trajetória dos custos

utilização – ou seja, capazes de gerar receitas continuamente para o investidor – e em setores de atividade cujas características produtivas demandem serviços energéticos contínuos e regulares. Neste sentido, o equacionamento da formação do mercado gasífero brasileiro aponta para a necessidade de:

(1) Mapear as oportunidades de desenvolvimento do mercado de consumo do gás natural no país, o que demanda, primariamente, acesso à informação com qualidade adequada para realização de planejamento de expansão do consumo e oferta de gás natural;

(2) Identificar os setores de maior potencialidade para estas aplicações tecnológicas;[6] visando, fundamentalmente, viabilizar o consumo de maiores volumes de gás natural em mercados de menor tempo de maturação. Importante, neste caso, é identificar a capilaridade do desenvolvimento da demanda por gás natural, o que eqüivale a avaliar a capacidade dos setores avaliados em desenvolver maiores volumes de demanda em contexto de menor tempo de maturação dos investimentos em infra-estrutura;

(3) Avaliar a viabilidade do casamento técnico-econômico entre oferta (derivada da tecnologia de consumo) e a demanda final (adequação da tecnologia a cada usuário final);

(4) Identificar as barreiras de ordem técnica, econômica, institucional e relativas à organização industrial do setor de gás natural, que atuam impedindo/desincentivando a formação do mercado brasileiro de gás natural;

(5) Analisar e formular propostas de ação e implantar estas ações para superar estas barreiras.

Como se percebe, tratam-se de etapas bastante amplas e que embutem grandes desafios a serem equacionados pelo Brasil para a formação conveniente do mercado de

---

operacionais da tecnologia empregada e impactando firmemente a viabilidade econômica destes investimentos.

[6] A identificação das oportunidades inter e intra-setoriais para consumo de gás natural passa, necessariamente, pela definição dos usos a serem avaliados para este consumo de gás, i.e., dos serviços energéticos demandados para os grupos de usuários potenciais consumidores de gás natural.

gás, o que significa reduzir a vulnerabilidade da expansão da rede de transporte e distribuição de gás natural no Brasil. [7]

Portanto, se por um lado, existe a necessidade da expansão da oferta de eletricidade no país, diante de uma demanda em expansão a taxas acima daquelas observadas para o setor elétrico (Eletrobrás, 1999a), por outro lado, importa avaliar alternativas de consumo de gás natural no Brasil, de forma a potencializar este mercado para usos alternativos ao "consumo âncora" das termelétricas. Esta análise deve considerar fatores como a dimensão do mercado no Brasil, tanto quanto diversas outras condições tais como o contexto tarifário e normativo, barreiras institucionais, barreiras quanto à disponibilidade e oferta de equipamentos, etc. que afetam sobremaneira o potencial econômico e de mercado do seu uso na economia brasileira.

Em que pese a importância do consumo de gás em centrais termelétricas – que permitem viabilizar portes de demanda consideráveis e concentradas e com prazos menores de maturação – para viabilização econômica de um mercado gasífero em formação, o mercado potencial de consumo de gás natural inclui, ainda:

(1) Cogeração de energia, onde há a produção simultânea de calor e eletricidade numa mesma instalação física;
(2) Geração descentralizada não convencional, como é o caso de pilhas combustíveis;[8]
(3) Substituição interenergéticos simples, que corresponde ao deslocamento de fontes tradicionais de geração de calor/frio por gás natural em equipamentos tais como caldeiras, fornos, secadores, aquecedores, sistemas de condicionamento ambiental e refrigeração por absorção;
(4) Matéria prima para produção de derivados petroquímicos de primeira e segunda geração, intermediários para fertilizantes e redutor siderúrgico;

---

[7] O mercado de gás natural é naturalmente vulnerável, dada a magnitude de investimentos necessários à sua utilização, bem como sua dependência em relação à valorização de outros energéticos substitutos, uma vez que o gás natural não apresenta mercados cativos, como é o caso da eletricidade, por exemplo. Desta forma, a principal vulnerabilidade da expansão do mercado gasífero decorre do preço de sua valorização que deve ser competitivo de forma a: (1) disputar com outros energéticos a participação no consumo; (2) ser suficiente para cobrir os custos ao longo da cadeia gasífera (exploração, produção, transporte, distribuição e comercialização), bem como prover remuneração adequada destes investimentos (Percebois, 1989).

[8] Trata-se de uma tecnologia disponível comercialmente apenas em nichos bastante específicos de mercado, dado o seu elevado custo de capital. No Brasil, registra-se a existência de poucos sistemas baseados em pilhas combustíveis, restritos a instituições de pesquisa (Barreiro, 2002).

(5) Fornecimento de força motriz no acionamento de motores de combustão interna, especialmente importante para o setor de transportes, na forma de gás natural veicular (GNV).

No que tange às alternativas de consumo de gás natural aqui avaliadas, particularmente nos interessava avaliar aquelas opções que, simultaneamente ao uso eficiente da energia primária, também se apresentassem como solução de curto/médio prazo para atendimento da crescente demanda do país pela expansão da capacidade de geração elétrica, características observáveis em unidades de cogeração. Por se localizar nas proximidades dos centros de carga, também contribui para reduzir as perdas na transmissão de eletricidade, bem como os investimentos associados a esta. Embute por isto, um custo de oportunidade de recursos que seriam inicialmente destinados a estes investimentos e que passam a estar disponíveis para atender a outras demandas do país. A escassez de capital do país é uma variável que expõe uma outra vantagem no incentivo à instalação de unidades de cogeração no Brasil: por ser empreendido pelo setor privado, a expansão da capacidade de geração por meio destas unidades apresenta a vantagem de estreitar a parceria do Estado com a iniciativa privada na expansão do setor elétrico brasileiro.

O consumo regular de gás natural em centrais de cogeração a gás natural em usuário cujo perfil de demanda de energia seja praticamente uniforme e regular atende plenamente à demanda característica desejável para viabilização econômica de um mercado gasífero em formação, que se pauta em tecnologias com alto fator de utilização. De certo modo, a central de cogeração é capaz de garantir um consumo de base razoavelmente regular de gás natural durante o ano todo, independente da disponibilidade de energia secundária das hidrelétricas nos períodos úmidos do ano (Szklo, 2001).

Do ponto de vista do usuário final, a instalação destas unidades representa maior qualidade/confiabilidade de fornecimento de energia para o mesmo. De fato, o risco de desabastecimento de energia pode representar custos elevados a este usuário, contabilizados como perda de produção e perda de imagem no mercado com conseqüente reflexo na sua participação neste. A contabilização da aversão às possíveis perdas de produção por parte do industrial mostrou ser uma importante variável para viabilização de sistemas de cogeração, sendo mais importante na medida em que se

considerem empresas com alto valor agregado (Szklo et al, 2000; BrasilEnergia, 2000a; Soares et al, 2001).

Não obstante estas vantagens, substancial potencial de cogeração ainda existe no Brasil, devido a fatores econômicos, institucionais e à estratégia dos agentes no mercado, sejam estes usuários finais de energia, sejam concessionárias de energia (Szklo, 2001; Szklo e Tolmasquim, 2001). Efetivamente, aspectos tais como a venda de excedentes elétricos, a contratação de reserva de capacidade, o preço do gás natural, a tarifa de eletricidade e o acesso a financiamento para investimentos em cogeração são comumente aventados quando se coloca a questão do incentivo à expansão da oferta combinada de energia. Quanto a estas barreiras, um importante parênteses refere-se à existência de mecanismos de venda de excedentes elétricos produzidos. Uma vez que a magnitude desta produção depende fortemente das características dos sistemas tecnológicos empregados e dos usuários, quando se dimensionam estes sistemas para priorização das cargas térmicas do usuário, o ambiente regulatório vigente para a colocação de excedentes na rede exerce papel importante na viabilização destes sistemas (Soares et al, 2001). Isto, em último caso, determina o perfil tecnológico dos sistemas de cogeração instalados. Este efeito é exemplificado pela experiência observada no setor sucro-alcooleiro brasileiro, onde o pouco estímulo à venda de excedentes determinou a instalação de tecnologias normalmente dimensionadas somente para auto-abastecimento, implicando na maioria das vezes, na utilização de sistemas pouco eficientes (Neto, 2001). De fato, há, ainda, no setor sucro-alcooleiro brasileiro, substancial potencial de cogeração decorrente do uso de sistemas de geração mais eficientes (Neto & Tolmasquim, 2002; Coelho et al., 2002). Este fato é bastante ilustrativo quanto ao papel do estado brasileiro na formulação de políticas públicas para o setor energético.

Vale sempre ressaltar que este comentário não sugere necessariamente a intervenção estatal no desenvolvimento do setor, mas apenas que o Estado deve desempenhar seu papel de condutor do processo, provendo um ambiente econômico-institucional adequado à expansão deste setor energético, prática bastante comum mesmo em economias de perfil mais liberal como é a dos Estados Unidos. De fato, neste caso, o departamento de energia norte-americano (*U.S. Department of Energy*) desempenha um papel bastante ativo no fomento a programas de energia junto aos segmentos consumidores de energia e mesmo no desenvolvimento de tecnologias

correlatas[9]. Esta experiência sinaliza a importância de resgatar as ações de incentivo inseridas num contexto de planejamento do setor energético nacional, contribuindo para identificar os gargalos ao desenvolvimento deste setor.

Além da cogeração a gás natural, outro uso combustível importante para o gás natural inclui a substituição interenergéticos. Embora este termo seja aplicável, conceitualmente, à avaliação de unidades de cogeração - que permitem, em muitos casos, substituir as fontes térmicas originais por gás natural (devido ao aproveitamento dos gases de exaustão dos equipamentos geradores) -, o termo substituição interenergéticos será doravante aqui entendido como a alternativa de substituir exclusivamente as fontes originais empregadas na geração de calor/frio. Nesta destinação, promove-se o deslocamento do consumo para o gás natural. Tal é o caso da substituição do óleo combustível para geração de calor de processo em caldeiras, fornos e secadores, ou ainda, o uso de aquecedores de passagem em substituição a chuveiros elétricos. Em certos processos de produção, como no caso da indústria cerâmica, além de representar redução de custos da matriz energética da empresa (Barbosa Jr., 2000), o uso do gás representa um salto de qualidade na fabricação de seus produtos, principalmente pelo controle e limpeza da chama proporcionados pela queima de gás natural, substituindo fontes energéticas tais como a lenha e o óleo combustível (Pontes, 2002).

O uso do gás natural na indústria petroquímica e de produção de fertilizantes é também uma aplicação bastante importante para o mercado gasífero. Neste aspecto, destaca-se a função de "bloco construtor" de setores de base da economia, além da agregar valor ao gás natural devido a este uso. Esta função advém do fato de que os processos petroquímicos combinam operações de "quebra" e reações de transformação das moléculas originais de hidrocarboneto, gerando, em grande escala, uma miríade de produtos que se constituem em intermediários importantes para os mais diferentes segmentos da indústria em geral. Esta presença se faz notória na quase totalidade de produtos industrializados tais como: embalagens e utilidades domésticas de plástico, tecidos, calçados, alimentos, brinquedos, materiais de limpeza, pneus, tintas, eletro-eletrônicos, materiais descartáveis, etc. No setor petroquímico, o gás natural é utilizado,

[9] Pode-se consultar, neste sentido, informações disponíveis no '*web site*" deste departamento (http://www.doe.gov.), que permitem concluir acerca da postura adotada por este órgão de governo quanto ao setor energético norte-americano.

por exemplo, na produção de amônia e etanol, e também na produção de etileno, através da extração deste componente presente no gás natural (Santos, 2002).

No que tange às perspectivas de expansão da indústria petroquímica brasileira, o baixo consumo local de produtos petroquímicos comparativamente aos indicadores observados nos países industrializados, bem como a defesa e preservação do mercado interno de petroquímicos, sinalizam a existência de um potencial de mercado razoável, o que deve contribuir para a realização de novos investimentos neste setor. Neste sentido, algumas iniciativas de expansão do setor sinalizam esta perspectiva, tais como o pólo gás-químico de Duque de Caxias (RJ) – com investimentos previstos de US$ 1 bilhão e início das atividades previstas no final de 2004 – e a intenção de construção de dois outros pólos, um provavelmente localizado em Paulínia (SP) – operando com nafta e sem data prevista para entrada em operação – e outro a ser localizado no oeste do Mato Grosso, utilizando gás natural boliviano. A sustentabilidade desta expansão dependerá, além da resolução de aspectos de relacionados ao financiamento, da influência exercida por fatores tais como (d'Ávila, 2002): (1) a disponibilidade de matéria prima (nafta ou gás natural), que se relaciona intimamente à expansão concomitante do refino do petróleo ou da oferta de gás natural no país; (2) o desdobramento da questão ambiental no tocante a novos empreendimentos localizados junto aos tradicionais centros industriais; (3) o grau de continuidade da capacitação tecnológica das empresas brasileiras, que as tornem aptas a investir pesadamente em tecnologia, através da construção de novas plantas no "estado da arte" e/ou através de atividades de P&D, de forma a permitir contínuo processo de inovação tecnológica, tanto dos processos industriais quanto para o desenvolvimento de novos produtos.

Uma outra frente importante no mercado de gás natural é a avaliação do uso para fins automotivos. O porte do mercado disponível para esta alternativa pode ser sinalizado pelas metas de um Programa da Petrobras, o GNV Brasil, onde se almejava a conversão de um milhão de veículos em 2005, viabilizando um consumo médio diário de 9 Mm^3/dia (BR Distribuidora, 2000). Quando comparado ao mercado vizinho da Argentina - cuja frota total de veículos em 2000 era de equivalente a ¼ da frota brasileira (24 milhões de unidades contra 6 milhões de unidades) – o mercado brasileiro de GNV ainda é cerca de 5,5 vezes menor do que o mercado argentino (Azevedo, 2000). Como se depreende destes dados, há uma sinalização bastante atraente para a destinação do uso de gás natural para fins automotivos no Brasil. De acordo com a

mesma fonte das estimativas do Programa de GNV Brasil, porém, o atingimento das metas preconizadas estava associado a vultuosos investimentos em infraestrutura que incluem estações de recompressão, obras civis e serviços de conversão de veículos, movimentando ao todo, aproximadamente R$$_{2000}$ 2,75 bilhões (BR Distribuidora, *op. cit.*). Obviamente que estes custos distribuem-se ao longo de toda a cadeia de produção/uso de GNV, mas de qualquer forma, sinalizam o tamanho do desafio de viabilizar este uso para o gás natural.

Face ao exposto, portanto, pode-se vislumbrar a potencialidade de consumo do gás natural em diversos pontos da economia. Resta analisar a sua adequação confrontando-se o atual estágio de desenvolvimento do mercado gasífero nacional com os riscos associados à adoção de uma estratégia de desenvolvimento calcada sobre o mercado alternativo para o gás natural. Pela amplitude da análise acarretada na avaliação de todas as alternativas anteriormente expostas, faz-se necessário restringir o leque da avaliação de usos nesta tese. Neste sentido, orientamo-nos por avaliar nesta tese, alternativas de maior capilaridade de desenvolvimento da demanda por gás natural, e isto inclui a potencialidade do uso do gás natural para fins combustíveis, o que inclui a cogeração de energia e a substituição interenergéticos simples em alguns setores da economia brasileira. Esta opção será mais bem explicitada adiante. A avaliação do uso petroquímico do gás natural é excluída aqui por delimitar outro escopo de análise, de natureza não energética, não se constituindo interesse imediato, embora seja assaz interessante realizar esta análise[10]. Deve-se registrar também que foi a exploração do mercado de gás como energético que possibilitou o estabelecimento do uso deste como matéria prima, primeiro nos EUA e depois na Europa[11] (ABIQUIM, 1998). Em um outro exemplo correlato, o aproveitamento do gás associado queimado pelos países da OPEP, derivado de pressões da opinião pública e de organismos internacionais de financiamento, resultou na migração da produção de determinados produtos petroquímicos para estas regiões, cujos preços de gás eram bastante atrativos, resultando em uma importante redução de custos operacionais (ABIQUIM, *op. cit.*). No que tange à geração descentralizada através do uso de gás natural em pilhas

[10] No ano de 2001, o consumo de gás natural destinado com fins de matéria prima atingiu aproximadamente 832.800 Nm^3 ou, cerca de 31% do consumo total de gás natural da indústria química neste ano (ABIQUIM, 2002).

[11] Este aspecto corrobora a escolha realizada nesta tese, priorizando a avaliação do mercado brasileiro de gás natural para fins combustíveis, em detrimento de uma avaliação do uso do gás natural para fins

combustíveis, por sua vez, trata-se de uma atividade ainda incipiente no Brasil não se constituindo em uma solução de curto/médio prazo para o desenvolvimento de um mercado gasífero no Brasil, e por esta razão, excluímos também esta alternativa da análise. Por fim, por igualmente demandar uma análise mais criteriosa, dada a potencialidade desta opção, a expansão do uso do GNV no país deve ser tema de um estudo específico, sendo também excluída neste estudo. Ficam, portanto, sugestões para a execução de estudos posteriores versando sobre estas alternativas não açambarcadas nesta tese.

Definido o leque de aplicações a serem avaliadas, o passo seguinte envolve a definição dos usuários a serem analisados. A delimitação da avaliação do uso do gás natural para fins combustíveis restringe o universo de usuários aos setores industrial e comercial[12]. Esta opção é ainda mais aplicável para alternativas capital-intensivas, como é o caso de unidades de cogeração. O setor residencial, a princípio, se caracteriza por uma demanda do tipo "formiguinha"[13] mas dada a dificuldade associada principalmente, à caracterização de posse de equipamentos – o que é sobremaneira importante para a estimativa do potencial de consumo de gás natural neste setor – este setor é excluído desta análise. Assim, a tarefa de seleção de usuários resume-se à identificação daqueles segmentos mais atrativos para consumo de volumes concentrados de gás natural em prazos de maturação mais curtos, o que atende às características desejáveis para viabilização de um mercado gasífero em formação, como é o caso do Brasil.

No que tange ao desenvolvimento da cogeração a gás natural, a experiência internacional tem mostrado ser o setor industrial o maior propulsor desta alternativa, naqueles países onde ela se desenvolveu de forma mais acentuada. Pela sua característica de consumir maiores quantidades de energia elétrica e vapor de processo de qualidade elevada, isto implica em maior escala dos equipamentos de cogeração a serem instalados – e conseqüentes ganhos de escala relacionados aos custos de capital e aos custos operacionais[14] - e, portanto, em maior nível geração de eletricidade na

---

petroquímicos. Adiciona-se a esta escolha o fato da análise do uso de gás natural como matéria prima no Brasil demandar uma análise bastante detalhada, pelo leque de alternativas que acarreta.

[12] Onde se observam portes individuais de demanda de gás natural maiores. Setores como o residencial e transportes, embora atraentes, do ponto de vista da demanda total, constituem-se, essencialmente, num universo extremamente pulverizado de consumidores.

[13] Este termo também é aplicado ao fenômeno de consumo de cimento *portland* no Brasil, que significa consumo de pequenas quantidades de cimento por um amplo número de consumidores.

[14] Em virtude de, em geral, as máquinas térmicas apresentarem maior eficiência com o aumento do porte do equipamento.

cogeração. No setor comercial, em que pese a heterogeneidade do mesmo quanto ao perfil de atividades e demanda de energia em seus representantes, a maior atratividade econômica destas instalações ocorre naqueles segmentos onde se observe maior regularidade e porte de demandas energéticas, sobressaindo neste aspecto, segmentos tais como hospitais, hotéis e "*shopping centers*" (Tolmasquim et al, 2003a; Tolmasquim et al, 2003b). De fato, dentre alguns destes segmentos citados, existem empresas com perfil energético similar a indústrias de pequeno porte.

No setor industrial, a maior parcela do potencial de cogeração a gás ocorre principalmente, nas indústrias química e de produção de papel e celulose, o que de certa forma, é esperado, uma vez que se tratam de setores de base da economia (GRI, 1999; Khrushch et al., 1999; de Brito, 1993), onde normalmente o porte das demandas energéticas é elevado. No caso do setor industrial norte-americano, apenas a indústria de papel e celulose responde por capacidade instalada de cogeração superior à observada na indústria química daquele país, cujos segmentos com maior participação nesta solução energética são a produção de plásticos e resinas, produtos orgânicos e inorgânicos, além de empresas do segmento de fertilizantes (OIT/DOE, 2000). No caso brasileiro, Turdera et al (1997) apontam numa perspectiva de curto prazo, as indústrias petroquímica, de fertilizantes e de alimentos e bebidas como o grupo de indústrias potencialmente mais cotadas para absorverem gás natural. Como dado adicional, Eletrobrás (1998), mostrou haver um relevante potencial termodinâmico de cogeração na indústria química (9.876 MW) e de papel e celulose (7.830 MW), utilizando sistemas eficientes de geração, quando se observam capacidades instaladas observadas correspondentes a 389 e 718 MW, respectivamente, em 1998. Embora nem toda esta diferença (capacidade potencial menos capacidade instalada) seja necessariamente realizável, de qualquer forma, há uma sinalização das possibilidades de consumo de gás natural para a finalidade de cogeração no país. Quanto às possibilidades de uso de gás natural em substituição a outros combustíveis tradicionalmente empregados nesta indústria, é importante registrar que no ano de 2001, dos 6,4 milhões de toneladas de óleo combustível consumido pelo setor industrial brasileiro, cerca de 15,2% são consumidos pela indústria química brasileira (ABIQUIM, 2002).

No setor comercial brasileiro, sobressai o setor hospitalar, por ser o perfil de uso de energia nestes estabelecimentos especialmente atraente para avaliação de centrais de cogeração pelas características qualitativas e quantitativas do conjunto de serviços

energéticos demandados, com operação contínua e cargas elétricas e térmicas de portes não desprezíveis, com comportamento mais regular do que o apresentado pela grande maioria dos empreendimentos do setor terciário da economia.

Em decorrência do exposto até aqui, a questão central a ser abordada nesta tese refere-se à analisar a potencialidade do uso do gás natural em aplicações alternativas à geração termelétrica e a análise aqui realizada calca-se na avaliação do potencial de desenvolvimento da cogeração a gás natural e na substituição de outras fontes de geração de calor tais como o óleo combustível, GLP e o carvão, por exemplo, elegendo-se alguns segmentos emblemáticos dentro do setor industrial e comercial brasileiros. Em outras palavras, busca-se investigar a existência de uma estratégia alternativa para formação da indústria brasileira de gás natural, identificando-se as forças motrizes para este desenvolvimento. Além da patente vantagem quanto à eficiência energética na utilização do gás natural para cogeração (pela maior eficiência no aproveitamento total da energia contida no combustível e pela redução das perdas na transmissão), também esta alternativa, como já asseverado, pode representar o aumento da confiabilidade de suprimento de eletricidade, além de ganhos ambientais, se considerarmos um cenário de expansão termelétrica como cenário de referência para o parque gerador nacional. Para aferir a potencialidade destes usos, é importante avaliar que variáveis impactam a viabilidade destas opções. Ademais, cumpre lembrar que muito mais do que determinar um número para o potencial de consumo de gás natural nos setores selecionados, o objetivo principal da análise é apontar os aspectos econômico-institucionais potencializadores à penetração do gás natural nos segmentos utilizados como estudo de caso.

A resposta à questão central formulada exige, pois, a investigação sobre quais fatores agir, no curto/médio/longo prazo, de modo a permitir o equacionamento econômico da indústria de gás natural no país, levando-se em consideração os seus potenciais usos. Desta forma, necessária se faz a análise das questões pertinentes à formação do mercado de gás natural, considerando os diversos aspectos econômicos envolvidos nesta questão tais como o impacto dos custos da energia, custos de equipamentos, política fiscal, etc. Isto envolve também a análise do influência e impacto relativos de cada uma destas variáveis sobre a viabilização do mercado brasileiro de gás natural.

Importante ressaltar a relevância da escolha da ótica sob qual se desenvolve esta análise, o que determina a forma como será elaborada esta metodologia. Entendemos ser conveniente efetuá-la sob o prisma do investidor privado, que efetivamente alavanca o desenvolvimento destes investimentos do lado do usuário final. Todavia, isto não exclui a consideração de questões relacionadas comportamento do consumidor final bem como de outros atores envolvidos na questão (caso das distribuidoras estaduais de gás), bem como o atendimento aos objetivos nacionais de uma política suprimento de gás natural. De fato, a consideração de aspectos relacionados às distribuidoras de gás canalizado no Brasil é uma outra visão a ser considerada e de bastante relevância, uma vez que a expansão do mercado gasífero no país dependerá do estabelecimento de malhas de distribuição adequadas ao atendimento das demais aplicações do gás[15].

Assim, de forma a cumprir os objetivos a que se propõe esta tese, a mesma estrutura-se da seguinte forma:

- **Introdução:** apresentando as reflexões que conduziram a abordagem aqui empregada, bem como a relevância desta análise para o Brasil. Também antecipa a delimitação do objeto de análise, bem como exibe a estrutura da tese, intrinsecamente relacionada à estratégia adotada para responder à questão central;
- **Capítulo 1:** Trata de aspectos relacionados à natureza instrínseca do mercado de gás natural, envolvendo questões de ordem técnica, econômica e institucional. Busca por isto, fornecer o arcabouço teórico para a análise das implicações da natureza do mercado de gás natural sobre o seu desenvolvimento no Brasil, à luz da qual são delimitados segmentos, usos e forças motrizes para avaliação nos estudos de caso;
- **Capítulo 2:** Analisa o panorama do mercado brasileiro de gás natural, visando ao mapeamento das oportunidades para a penetração do gás natural na nossa matriz energética, entre os diversos setores aplicáveis, elegendo-se para a análise, aqueles com maior potencialidade de uso, cujos critérios de escolha são definidos e apresentados neste capítulo. Assim, objetivou-se o mapeamento preliminar do perfil de uso de energia dos potenciais consumidores de gás

---

15 Adita-se o fato de que a Constituição brasileira estabelece, no seu artigo 25^0, parágrafo 2º, a exclusividade da distribuição, para os serviços locais de gás canalizado. A alteração na redação pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/95, não introduziu qualquer modificação quanto a este aspecto (Brasil, 2004).

natural dentre cada setor específico, confrontando os usos vigentes com as opções tecnológicas disponíveis para o uso deste energético. Também, analisa as particularidades do mercado brasileiro de gás e as implicações para o seu desenvolvimento;

- **Capítulo 3:** apresenta a metodologia empregada para o atingimento dos objetivos desta tese, contemplando a avaliação dos fatores econômico-institucionais influentes no mercado de gás deve contemplar basicamente sua penetração através das alternativas: (a) instalação de sistemas de cogeração a gás natural: setores industrial e comercial brasileiros; (b) conversão de equipamentos de geração de calor para o uso de gás natural, nos setores selecionados;
- **Capítulo 4:** Apresenta a caracterização dos setores utilizados como possíveis alternativas para análise de fatores de potencialização do mercado de gás natural no Brasil, tendo em vista o critério de análise de mercados potenciais para o uso do gás natural em tempo de maturação menores. O mapeamento preliminar de usuários realizado no capítulo 2, por sua vez, enseja o levantamento da demanda térmica dos potenciais consumidores (quantidade e qualidade de vapor, modo de operação e quantidade de caldeiras, combustível consumido), tipo e disponibilidade de equipamentos, etc. Este procedimento define, portanto, as peculiaridades de cada setor no uso da energia e onde é possível ao gás competir como energético. A conjugação destes dados com dados econômicos permitiu a avaliação das oportunidades existentes de potencialidade econômica de substituição de equipamentos bem como da cogeração a gás natural nos setores selecionados, utilizando a metodologia de análise definida no capítulo 3;
- **Capítulo 5:** Além da estimativa do potencial de consumo de gás natural para cogeração e substituição interenergéticos simples nos segmentos avaliados (indústria química, hotéis e hospitais), também é analisada a resposta deste potencial econômico a variações de contexto e de políticas energéticas aplicáveis ao desenvolvimento de um mercado de gás natural, de forma a identificar forças motrizes limitantes. Com esta análise, é possível identificar-se as principais variáveis de impacto sobre a viabilidade destes potenciais de consumo de gás natural, o que permite identificar barreiras e incentivos ao uso do gás natural nos setores comercial e industrial brasileiros;

- **Conclusão:** analisa os resultados obtidos a partir do capítulo 5 e, à luz do arcabouço teórico e das características do mercado brasileiro para o gás natural, apresenta possíveis estratégias para o desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural;
- Finalmente, os **Anexos:** Compreende informações sobre as tecnologias de consumo de gás natural aqui analisadas para os segmentos avaliados, valores de referência utilizados para o uso de energia nestes segmentos, derivação da escolha do método alternativo de depreciação para compor as possíveis ações de incentivo ao uso do gás natural no Brasil e os valores adotados para os preços de energia.

CAPÍTULO 1: ASPECTOS TEÓRICO-ECONÔMICOS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

1.1- *Introdução*

O presente capítulo destina-se ao tratamento das questões conceituais envolvidas na indústria de gás natural. Tal necessidade decorre das especificidades desta indústria, fazendo com que a análise de oportunidades de penetração do gás natural seja permeada de aspectos tais como: o seu caráter concorrencial, a estrutura de mercado inerente à indústria de gás natural, bem como as alternativas tecnológicas que efetivamente permitem consolidar um mercado de gás natural, compondo, assim, a "economia do gás natural".

Este capítulo se presta, pois, ao estabelecimento do arcabouço teórico necessário à análise de questões pertinentes à formação do mercado brasileiro de gás natural. Para isto, analisaremos, numa primeira parte, as características específicas da indústria de gás natural, focando na vulnerabilidade do mercado para uso deste energético e suas características estruturais Na seqüência, abordar-se a precificação do gás natural, um aspecto-chave para viabilização do mercado de gás natural porque define a avaliação da sua competitividade frente a substitutos.

1.2- *Estrutura geral da indústria de gás natural*

A figura 1.1 apresenta de forma esquemática a estrutura da indústria de gás natural em seus diversos elos da cadeia produtiva, segmentados nas atividades de "*upstream*" e "*downstream*", congregando atividades a montante e a jusante da obtenção do produto (gás natural processado) a ser disponibilizado ao consumidor final.

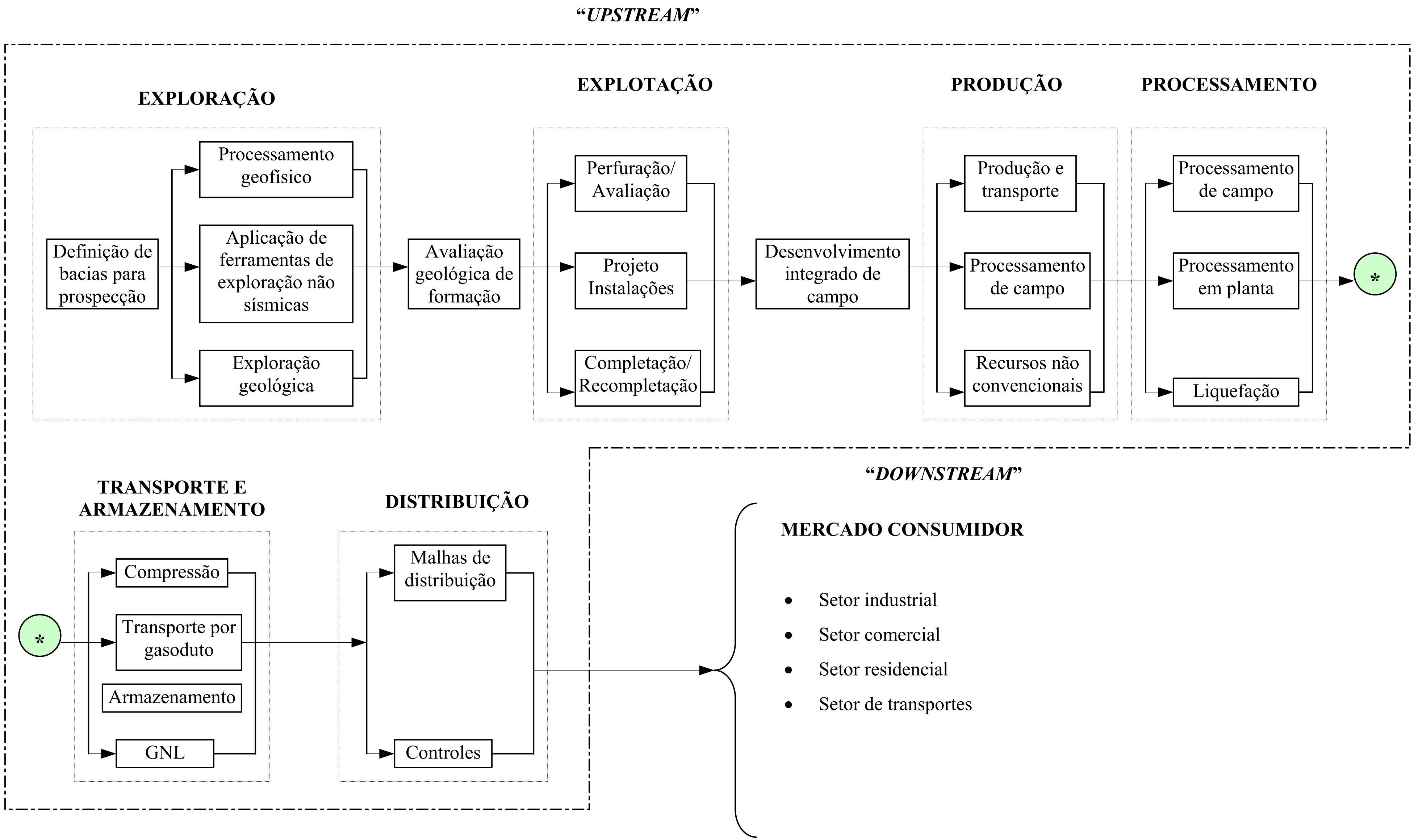


Figura 1.1: Representação esquemática da cadeia produtiva da indústria de gás natural (Fonte: CTGás, 2003).

1.2.1 Cadeia de oferta de gás natural:"upstream"

Corresponde àqueles elos da cadeia produtiva do gás natural responsáveis pela disponibilização do gás natural para o consumidor final. Engloba, pois, o conjunto de ativos que compõe a estrutura de oferta, desde a etapa de E&P[1] até a distribuição do gás a baixa/média pressão para os consumidores. Dedicaremos especial atenção ao segmento de transporte de gás natural adiante, quando tratarmos das alternativas tecnológicas disponíveis.

Isto posto, podemos acompanhar a esquematização apresentada na figura 1.1, que aborda as seguintes etapas, componentes do "*upstream*":

- *Exploração*: envolve todo o conjunto de tarefas destinados à determinação da existência ou não de reservas de gás natural, focando na probabilidade de ocorrência de petróleo e/ou gás natural em uma região com características geológicas propícias ao acúmulo destes hidrocarbonetos, através do emprego de métodos geológicos, potenciais e sísmicos (Thomas, 2001). A característica deste elo da cadeia produtiva do gás natural são os elevados investimentos demandados, bem como o risco associado à atividade de prospecção, sendo a atividade de exploração potencialmente competitiva (Silveira, 2000). É nesta etapa que são realizados os estudos de viabilidade técnica e comercial do desenvolvimento dos poços produtores;
- *Explotação*: compreende o grupo de atividades relacionadas ao projeto das instalações necessárias à exploração comercial do poço, isto é, envolvendo as atividades de perfuração, completação[2] e recompletação dos poços;
- *Produção:* nesta etapa, observam-se as atividades de obtenção do gás natural e seu processamento primário, destinando-se à separação entre gás e óleo, no caso de campos de produção de gás associado. Para produção de gás natural associado, é importante destacar que a dinâmica de produção de gás natural é subordinada àquela ditada pelos programas de produção de óleo, haja vista o gás natural ser entendido como um subproduto deste processo. Em decorrência disto, a utilização do gás natural não está subordinada àsua produção, que é determinada, neste caso, pela produção de petróleo. Assim, em um campo associado, utiliza-se uma parte do gás em reinjeção nos poços produtores de óleo – com a finalidade de aumentar a taxa de recuperação de óleo do

[1] Abreviação para o termo "Exploração e Produção".
[2] Compreende o conjunto de atividades necessárias a equipar o poço para possibilitar a operação operacional segura e com minimização de riscos ambientais (Thomas, 2001).

poço -, sendo outra parte queimada em "*flare*" e o restante é destinada ao mercado consumidor, desde que haja viabilidade técnico-econômica;

- *Processamento:* este elo da cadeia produtiva do gás natural engloba todas as atividades relacionadas ao tratamento do gás natural para remoção de impurezas (vapor d'água e compostos de enxofre) e frações mais pesadas de maior valor econômico, tais como gasolina e GLP. Em tópico que trata das tecnologias de transporte, abordaremos esta etapa com mais detalhes;
- *Transporte e armazenamento:* como o próprio nome diz, envolve a seqüência de operações destinadas ao deslocamento do gás natural processado (gás natural "seco") do ponto de produção ao ponto de consumo. Costuma-se dividir a atividade de transporte de gás em alta pressão e baixa pressão, mais ou menos analogamente às linhas de transmissão e distribuição observadas na indústria de eletricidade. Delimitamos a fronteira física deste elo da cadeia até o "*city gate*", ou seja, no ponto de entrega do gás natural a alta pressão, para sua distribuição ao consumidor final, a cargo de outro agente econômico, as companhias distribuidoras locais (CDL´s). As alternativas tecnológicas tradicionais envolvem gasodutos e transporte de gás natural liqüefeito, e nos últimos anos tem surgido no Brasil um conceito de contestabilidade aos gasodutos, os chamados "gasodutos virtuais", utilizados em pequena escala até aqui para suprir demanda de gás natural de algumas indústrias (por exemplo, na fábrica da Tramontina, indústria do ramo metal-mecânico situada em Carlos Barbosa (RS), tem sido atendida desta forma). Tal tecnologia baseia-se no tranporte de gás natural comprimido (GNC), utilizando modal rodoviário. Como veremos adiante, a atividade de tranporte de gás natural é um dos elos da cadeia produtiva da indústria do gás natural que encerra, por sua natureza intrínseca, questões bastante importantes na economia do gás natural com implicações na viabilização do mercado de gás natural. Adicionalmente, a atividade de armazenamento normalmente está ligada à necessidade de modulação da demanda e constitui uma estratégia de atendimento a grandes variações da curva de carga de gás, fato especialmente importante na Europa onde, no inverno, é substancial a diferença entre a demanda média e a demanda de pico[3] (Austvik, 2000). Logicamente, as instalações de estocagem apresentam custos bastante elevados e isto tem reflexos no preço do gás ao consumidor final, a título de "estoques estratégicos" (IEA, 2000);

---

[3] Faz-se uma analogia com o setor elétrico, onde o sistema tem que estar dimensionado para o atendimento da demanda de pico de consumo mantendo, por isso, um certo nível de ociosidade de suas instalações. Fenômeno similar ocorre, pois, no caso da indústria de gás natural.

- *Distribuição*: a partir do "*city gate*", onde é entregue gás natural a alta pressão, é feita a distribuição do gás canalizado aos consumidores finais, através da redução da pressão do gás aos níveis mais adequados ao consumo. Esta responsabilidade cabe às companhias distribuidoras locais de gás (CDL´s) e no caso do Brasil, é uma atividade concedida pelo Estado, uma vez que a constituição federal brasileira assim o estabelece em seu artigo 25[04].

1.2.2 Cadeia da demanda de gás natural:"downstream"

Esta cadeia engloba, na essência, o potencial mercado consumidor para o gás natural. É exatamente neste elo da cadeia produtiva de gás que estaremos concentrando nossa análise, uma vez que estamos interessados em analisar impactos de ações de incentivo sobre o mercado economicamente viável para o gás natural no Brasil. A primeira grande distinção que se deve fazer quanto ao uso final do gás natural envolve sua utilização como energético ou não energético.

1.2.2.1 Uso não energético do gás natural

O uso não energético do gás natural inclui sua partipação como efetivo "bloco construtor" de materiais para consumo final. Assim, compreende processos químicos em que as moléculas de gás natural são incorporadas ao material final, tais como a produção de amônia, metanol e como redutor siderúrgico na produção de aço. Ou ainda, na produção de eteno, gerando polietileno, um dos mais importantes precursores de plásticos.

Assim, refere-se a um uso nobre do gás natural, na medida que permite agregar maior valor à sua utilização, fato este marcadamente associado ao pagamento de salários, benefícios, encargos sociais e impostos (ABIQUIM, 1998). Por se inserir como insumo em importantes segmentos do setor industrial, tipicamente caracterizados como indústrias de base, apresentam grande poder multiplicador na economia em decorrência de suas atividades. Isto representa, assim, um fator de promoção de investimentos produtivos, dada a série de investimentos diretos e indiretos que advém da potencialização da atividade nestes setores.

---

[4] Este artigo encontra-se no capítulo III, referente aos estados da federação e especificamente para a atividade de distribuição do gás natural, o seguinte texto se aplica:
"*Art. 25. (...)*
§ 1º - São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição.
§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação." (Texto alterado pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/95).
(...)"

A constituição de um mercado como insumo químico para o gás, porém, depende do estabelecimento de um mercado energético para o gás natural, posto que normalmente os volumes de gás natural associados ao consumo não-energético não são suficientes para viabilizar investimentos do porte demandado para fornecimento do gás a preços competitivos. Em termos mundiais, o volume total de gás natural consumido como matéria prima mostra-se bastante reduzido em relação ao consumo energético, representando menos de 10% do total (Montenegro & Pan, 2000). Pode-se inferir que, na ausência de preços diferenciados para uso petroquímico, é o mercado energético que dita as condições econômicas de fornecimento de gás natural como matéria prima[5]. É importante chamar atenção para dinâmica de localização de plantas gás-químicas, instalando-se próximas às regiões produtoras de gás natural, como o Oriente Médio e a Rússia, aproveitando vantagens que proporcionam menores custos variáveis às indústrias petroquímicas situadas nestes países (ABIQUIM, *op. cit.*).

Assim, foi a constituição do mercado energético que permitiu, historicamente, a utilização em bases econômicas do gás natural como insumo petroquímico, primeiro nos EUA e mais tarde, na Europa, com a descoberta de grandes reservas situadas no Mar do Norte (ABIQUIM, *op. cit.*). Embora não seja uma "âncora" para o consumo de gás em si, o uso como matéria prima apresenta evidentes benefícios como a já mencionada agregação de valor e pode, outrossim, se constituir num dos vetores de disseminação do gás para outros usos que, *per se*, não alavancam isoladamente um mercado gasífero, mas que desempenham um papel complementar bastante relevante. Assim, orientamo-nos na avaliação do mercado do gás natural para uso energético e, dentro deste uso, para setores com maior regularidade e porte de demanda de gás natural, atributos para formação de um mercado gasífero como é o caso do brasileiro. O embasamento teórico destas afirmações ficará mais claro ainda neste capítulo.

1.2.2.2 Uso energético do gás natural

Como já asseverado, é o uso energético do gás natural o grande "carro chefe" do desenvolvimento de seu mercado. Dadas as suas características físicas bem como das tecnologias de consumo disponíveis atualmente, a utilização do gás natural se dá basicamente através da sua queima direta, ou seja, a partir do aproveitamento do conteúdo térmico dos gases de sua combustão,

---

[5] Porquanto é o uso energético que comanda o porte da demanda de gás natural, permitindo assim o melhor equacionamento econômico de investimentos em infra-estrutura, devido a efeitos de escala de investimento (ABIQUIM, 1998).

podendo ocorrer tanto na forma direta quanto indireta[6], determinada em função da qualidade do calor demandado pelo consumidor final[7].

Como define Schaeffer et al (1990), os segmentos industriais normalmente demandam calor de maior qualidade, sendo possível, todavia, distinguir aqueles processos que requerem faixas médias de temperatura (entre 100 e 300°C), os que demandam faixas elevadas de temperatura (entre 300 e 700°C) e muito elevadas de temperatura (acima de 700°C). Já os segmentos do setor comercial normalmente demandam calor de baixa qualidade na grande maioria de suas aplicações, normalmente, água quente a temperatura entre 60 e 80° C (Nogueira & Santos, 1995). Entretanto, é possível identificar em alguns segmentos do setor comercial, uma parcela de estabelecimentos que demandam fluxos energéticos de maior conteúdo térmico, comportando-se como pequenas indústrias, diferenciando-se apenas em relação ao porte destas demandas.

Em processos industriais que requerem altas temperaturas, como é o caso da indústria de mínero-metálicos (siderurgia, cerâmica, vidro e cimento *portland*), de refinarias e de alguns processos utilizados indústria química, utiliza-se diretamente o conteúdo entálpico dos gases de combustão oriundos da queima de gás natural, ou seja, o processo de transferência de calor se dá a partir de um contato gás-sólido. Uma característica importante destes segmentos industriais se refere às perspectivas de instalação de unidades de cogeração a gás natural: por demandar elevada entalpia no processo principal de produção, disponibilizando calor com alto conteúdo térmico e considerando a existência de demandas por calor residual para pré-aquecimento neste mesmo processo, estas unidades competem essencialmente com processos de recuperação térmica. Em processos de secagem presentes na indústria alimentícia[8] também se demanda calor com maior conteúdo entálpico, não havendo diferentemente dos segmentos industriais citados anteriormente, contato direto com o produto final, em virtude de exigências de qualidade sanitária do produto. Neste caso, ocorre transferência de calor dos gases de combustão para o ar que, aquecido e em contato com o produto final, permite a evaporação da água.

Naqueles processos que requerem níveis de temperatura intermediários, a demanda pode ser convenientemente atendida através da utilização de vapor saturado, salvo nos casos em que se produza eletricidade a partir de um ciclo Rankine, quando a utilização de vapor supersaturado é

---

[6] Em função da transferência de calor do conteúdo térmico dos gases de combustão utilizando os próprios como fluido de transferência (forma direta), ou vapor d'água (forma indireta).
[7] Por qualidade do calor, entendamos as suas características quanto às condições de temperatura, pressão – que definem grandezas termodinâmicas como a entalpia, volume específico e entropia da corrente térmica, seja ela caracterizada por uma corrente de vapor d'agua seja por gases de combustão.
[8] Por exemplo, em operações de instantaneização de produtos como achocolatados e leite em pó.

indicada.[9] Isto faz da análise da competitividade de uso do gás natural em segmentos industriais – grande parcela do total do setor industrial está enquadrada nesta classe de demanda de calor – uma avaliação de competitividade de combustíveis para geração de vapor, seja ela oriunda de substituição simples, pela conversão de equipamentos seja pela instalação de unidades de cogeração em regime "*topping*", onde a produção de energia se dá como eletricidade e calor, nesta seqüência.

Nos segmentos do setor terciário, além dos já citados requerimentos de fluxos energéticos de baixa entalpia, é importante destacar que a demanda por conforto térmico pode eventualmente desempenhar um papel importante no mercado para o gás natural, na medida em que "*chillers*" de absorção apresentarem uso mais disseminado no país. Uma das barreiras presentes a sua maior utilização reside no alto custo do equipamento, função principalmente de seu preço em dólar, posto ser uma tecnologia não fabricada no país. Neste sentido, cabe destacar os esforços do Centro de Tecnologias do Gás Natural (CTGas), localizado no Rio Grande do Norte, para o desenvolvimento de sistemas de refrigeração por absorção com tecnologia nacional o que pode, caso se obtenham condições competitivas para sua utilização, representar um importante nicho de mercado para o gás natural, especialmente no setor terciário da economia (Macedo, 2002).

Finalmente, cabe destacar a potencialidade do uso do gás natural em mais dois setores da economia: transportes e residencial. Em que pese a razoável dispersão de usuários potenciais com demandas individuais de gás natural reduzidas, estes dois setores podem contribuir significativamente para o desenvolvimento do mercado de gás. De fato, em países da OCDE, a participação do setor residencial no consumo total de gás é sobremaneira significativo e esta configuração (onde o setor comercial também tem contribuição substancial) impacta a estrutura tarifária para o gás natural, permitindo praticar preços menores para o setor industrial e de geração termelétrica (ABIQUIM, 1998). No que tange ao setor de transportes, sobressaem como vantagens os aspectos ambientais ao seu uso, fator bastante importante em regiões metropolitanas, onde a qualidade do ar encontra-se bastante degradada[10]. Ademais, aspectos econômicos para proprietários de veículos tais como a diferença de preços relativos entre o GNV e gasolina por exemplo, tem proporcionado economias operacionais significativas quanto ao consumo de combustível, somadas à redução de custos de manutenção do veículo (Santos, 2002).

---

[9] Isto para evitar erosão nas pás da turbina, o que aceleraria processos corrosivos no equipamento.
[10] Afirmação válida para comparação entre GNV e óleo diesel e gasolina, mas não ao uso do álcool automotivo.

1.3- *"Economia do gás natural": aspectos intrínsecos à indústria*

Analisar as perspectivas de entrada do gás natural num mercado energético implica necessariamente em considerar as peculiaridades intrínsecas a esta fonte energética. Assim, ao se vislumbrar uma estratégia de penetração do gás em uma dada matriz energética local (regional ou nacional), há de se atentar tanto para a estrutura local de consumo de energia – que determina o perfil de concorrentes com os quais o gás natural deparar-se-á -, quanto para os aspectos relacionados tanto à configuração de forças dos agentes presentes no mercado-alvo e o ambiente normativo-institucional vigente neste mercado. Sobre estes aspectos deter-nos-emos a seguir. Como comentário relevante, a compreensão destas características se faz necessária para a delimitação das hipóteses que justificam a escolha dos segmentos de consumo e os usos a serem avaliados, bem como fundamenta a metodologia empregada adiante em nossa análise

1.3.1 Porte e regularidade da demanda

A viabilização econômica de um mercado gasífero depende da existência de um perfil de demanda regular e contínua, além de escalas mínimas a serem observadas, requisitos que derivam do grande aporte de recursos demandados tanto para construção da infra-estrutura de oferta do gás ao usuário final (ponto de vista da oferta) quanto para a instalação de equipamentos de utilização do gás (ponto de vista da demanda)[11]. Do ponto de vista econômico, o retorno destes projetos é fortemente condicionado à obtenção de uma tarifa para o gás natural em condições competitivas em relação aos preços de outras fontes energéticas, ao mesmo tempo em que permita ao ofertante remunerar seus investimentos. Uma vez que este preço é formado através do rateio dos investimentos sobre os volumes transportados, existe uma relação de proporcionalidade inversa entre o volume de transporte de gás contratado e o custo unitário do gás natural ofertado, cujo limite superior, em base competitiva, é dado pelo preço dos seus energéticos substitutos. Esta restrição competitiva decorre, fundamentalmente, da inexistência de mercados cativos para o consumo de gás natural, diferentemente do que ocorre com outras fontes energéticas como a eletricidade, por exemplo. De fato, num mercado cujo serviço energético demandado é a força motriz para acionamento eletromecânico de motores industriais, pode-se afirmar a existência de um mercado cativo para a energia elétrica, inexistindo fontes energéticas secundárias concorrentes. A competição neste caso ocorre, esssencialmente, nas fontes primárias que produzem a energia

[11] Alternativas capital intensivas envolvem, do lado da oferta, pesados investimentos em tubulações de transporte, compressores, válvulas e obras civis, enquanto que do lado da demanda, elas incluem equipamentos geradores, sistemas

elétrica (entre a energia hidráulica, os combustíveis fósseis e as fontes renováveis de energia, por exemplo).

É razoável supor que a necessidade da existência de uma escala mínima local de consumo em dada região geográfica para viabilização do mercado gasífero possa configurar as seguintes situações no que tange ao porte individual da demanda dos consumidores:

- Situação (I): pequeno número de consumidores com reduzida demanda individual;
- Situação (II): pequeno número de consumidores com demanda individual elevada;
- Situação (III): grande número de consumidores com demanda individual pequena;
- Situação (IV): grande número de consumidores com demanda individual elevada.

Estas situações estão representadas ilustrativamente na figura 1.2 e exemplificadas na tabela 1.1. O esboço destas situações tem utilidade por sinalizar aqueles grupos de usuários com maior prioridade de avaliação quando se almeja sondar a atratividade econômico-financeira de investimentos para expansão da indústria de gás natural. Fornece, pois, uma primeira estimativa de pólos de consumo potencial de gás natural, mais atrativos do ponto de vista econômico. Todavia, quando se analisa a inclusão de requisitos de universalização de acesso à energia, deve-se conjugar outros critérios de análise para a expansão da rede de transporte e distribuição de gás natural. Assim, do ponto de vista econômico, a figura 1.2 preliminarmente sinaliza que a prospecção de mercado para eventuais investimentos em infra-estrutura de oferta de gás natural deve ser iniciada a partir de usuários enquadrados dentro das situações (II) e (IV). Importante frisar que, os comentários aqui conduzidos se referem ao conceito de atratividade econômico-financeira sob um viés de âncora do consumo. Assim, não se ignora o papel de classes de consumidores residenciais e comerciais assumindo-se, entretanto, que seu papel é complementar ao papel de grandes consumidores de gás natural, que efetivamente viabilizam o investimento. Outra observação a ser feita é que nossos comentários se situam num contexto de mercado incipiente de gás natural.

---

de geração de vapor, sistemas de refrigeração por absorção, entre outras alternativas tecnológicas para o uso do gás natural.

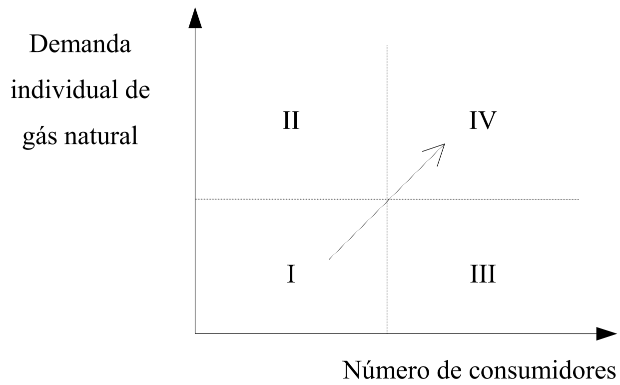


Figura 1.2: Volume do mercado para situações envolvendo perfis de consumidores e portes de demanda individual de gás natural.

Tabela 1.1: Situações-exemplo para os arranjos espacial e mercadológico propostos na figura 1.2.

Situação	**Situação exemplo**
I	Consumidores residenciais rurais
II	Usina termelétrica afastada de grandes centros consumidores de gás natural
III	Setor residencial urbano de grandes cidades
IV	Grandes indústrias agrupadas em pólos industriais

Além de questões relacionadas à escala dos empreendimentos para oferta de gás natural, outra importante variável a ser considerada nesta análise é a dispersão espacial do consumo em dada região, uma vez que, além dos investimentos para os gasodutos de transporte a alta pressão, deve-se prever a expansão de malhas de distribuição de gás a baixa pressão. Sendo os investimentos proporcionais ao comprimento dos gasodutos de distribuição[12], esta análise torna-se fundamental em nível microeconômico e resulta, normalmente, na delimitação de um dado raio geográfico para atratividade econômica de investimentos em distribuição. A situação (III) caracteriza-se por ser uma situação onde se observam demandas individuais pequenas com quantidade numerosa de consumidores, e em função da dispersão geográfica entre os mesmos, pode ou não ser atrativo economicamente ofertar gás natural. Esta análise determinará se o nível de investimentos necessários às instalações de transporte serão suficientes para permitir a oferta do gás natural a uma tarifa competitiva. Em outras palavras, a delimitação deste raio geográfico é importante para configurar-se atratividade do ponto de vista econômico para estes agentes e não é possível afirmar-

[12] Uma unidade de medida consagrada no cálculo de investimentos em expansão de redes de distribuição é dada em R$/m.pol, referindo-se ao investimento específico por diâmetro do tubo – cujo dimensionamento se relaciona à vazão demanda de gás natural – e por comprimento linear da tubulação de transporte de gás natural.

se preliminarmente sobre a existência ou não da atratividade econômica destes investimentos, sem que haja a conjugação de estudos mais pormenorizados de um pólo de consumo potencial de gás natural com estas características. Embora não tenha sido objeto de análise nesta tese, a utilização de sistemas de análise de mercado em bases geo-referenciadas (SIG´s) é um instrumento de avaliação de mercado assaz importante e necessário para este planejamento zonal de expansão de malhas de transporte/distribuição de gás natural, através da agregação de "*clusters*" de usuários.

Retornando às situações delimitadas na figura 1.2 e na tabela 1.1, a situação (I) corresponde àqueles aproveitamentos normalmente inviáveis do ponto de vista econômico, por agrupar grupos de consumidores em número reduzido e demanda individual reduzida, o que normalmente inviabiliza economicamente os investimentos em infraestrutura de gás natural, sob o ponto de vista de "âncoras de consumo". Neste caso, pode ser mais adequado buscar o atendimento das necessidades energéticas destes usuários através de outras alternativas descentralizadas de energia. Exemplos de pólos de consumo com este perfil incluem consumidores residenciais situados em regiões rurais e estabelecimentos comerciais isolados geograficamente tais como hotéis fazenda e hotéis insulares. Pode-se estabelecer uma analogia com a expansão das redes de transmissão de eletricidade a consumidores espacialmente dispersos, onde à chegada da rede de transmissão está associada elevados custos. Nestes casos, alternativas de oferta descentralizada de energia elétrica tendem a apresentar maior atratividade baseadas, por exemplo, em fontes renováveis de energia.

Pode-se afirmar que as situações (I) e (IV) representam situações-limite em um nível agregado de análise de mercado, mas não necessariamente em nível microeconômico de análise, que deverá levar em consideração aspectos técnicos, institucionais e econômicos de forma mais criteriosa, como forma de fornecer subsídios para uma decisão mais definitiva quanto à realização ou não de um projeto de oferta de gás natural. Adicionalmente, para todas as situações propostas, há de se atentar permanentemente para a regulação ambiental adotada localmente, cujo impacto pode inviabilizar o atendimento de mercados potenciais inicialmente atrativos, em virtude de exigir a alterações no traçado de gasodutos ou mesmo tornar imperativa a mudança da tecnologia de oferta, como a liquefação de gás natural.[13]

A exigência de razoável grau de regularidade da demanda de gás natural vincula-se diretamente à redução dos riscos financeiros de projetos de infra-estrutura para oferta deste energético, o qual exige que haja aporte regular de recursos financeiros, sendo este aspecto refletido

---

[13] Um exemplo da necessidade de desvio do traçado de um gasoduto refere-se à restrição proibitiva da passagem em APA´s (áreas de preservação ambiental, segundo a legislação ambiental brasileira). No tocante à migração de tecnologia de oferta de gás natural, a não economicidade da travessia de trechos de gasodutos em mares profundos e regiões politicamente instáveis normalmente tende a favorecer a adoção da oferta de gás natural liquefeito.

visivelmente na forma como se estruturam os contratos de fornecimento deste gás. Ilustrando este aspecto, uma característica marcante nestes contratos é a sua rigidez, traduzida na existência de cláusulas do tipo "*take or pay*", onde o consumidor é obrigado a pagar por um consumo mínimo de gás, mesmo que o consumo de fato não se realize (Turdera et al, 1997). Como veremos, esta característica tem implicações marcantes sobre a viabilidade da formação de um mercado gasífero, principalmente naqueles mercados em estágios iniciais de formação, como é o caso do Brasil. De fato, esta característica não admite opções flexíveis quanto ao perfil de demanda de gás natural. Assim, o mercado gasífero necessita de opções tecnológicas e comerciais inflexíveis para sua viabilização econômico-financeira, constatação que fundamenta a escolha tanto dos usos quanto dos setores avaliados como estudo de caso nesta tese. Esta característica do mercado gasífero explica também o risco em apoiar o retorno dos investimentos em gasodutos de transporte e distribuição em cima da expansão de usinas térmicas, no caso brasileiro. Ao contrário do observado em outros países do mundo onde predomina a base térmica de geração de eletricidade, o perfil hidrotérmico do parque gerador brasileiro gera um risco nos investimentos de infra-estrutura energética. De fato, este impõe necessariamente flexibilidade à operação destas usinas termelétricas, reduzindo o fator de capacidade das mesmas e prejudicando sobremaneira o aporte de receitas que financiem estes investimentos em geração.

Deve-se ressaltar que o principal mote para a estratégia de utilização da termeletricidade no Brasil como vetor do "consumo âncora" se refere, principalmente, ao fato de viabilizar o consumo de grandes volumes de gás natural de forma concentrada espacial e temporalmente (isto é, uma alternativa com maior capilaridade da demanda), o que permite contornar questões relacionadas à dinâmica da expansão de redes de distribuição para consumidores de pequeno porte. Por disporem de um demanda concentrada e pequeno grau de inércia[14] de consumo, o uso do gás natural em termelétricas permite, a princípio, equacionar de forma mais ágil, os investimentos realizados na infraestrutura de transporte/distribuição do gás. Por sua vez, desenvolver o mercado de gás adotando-se como estratégia o atendimento ao setor residencial, cujo montante seja elevado, poderá exigir prazos de desenvolvimento da demanda muito mais elevados, para se atingir os mesmos volumes de gás consumidos em usinas termelétricas. Em outras palavras, num mesmo intervalo de tempo, direcionar o gás natural para geração termelétrica permite "saltos" de consumo maiores do que aqueles proporcionados através de uma estratégia de atendimento a pequenos usuários dispersos

[14] Define-se aqui grau de inércia de consumo como a capacidade de desenvolver, em um determinado período de tempo, uma escala razoável de consumo de gás.

mas de potencial de consumo razoável e de horizonte de viabilização mais longo do que a geração termelétrica, o que traduz uma dinâmica de desenvolvimento da demanda por gás mais lenta.[15]

No caso brasileiro, à época dos estudos de viabilização do gasoduto Bolívia-Brasil, a Petrobras constatou a necessidade de um fluxo regular e imediato de recursos, cuja destinação mais atrativa e adequada seria a geração termelétrica. A viabilidade destas usinas, contratando gás natural a um elevado fator de "*take or pay*", implicava na sua utilização na base do sistema de geração e não como complementação térmica (Turdera, 1997). Como se pôde observar, esta estratégia não se desenvolveu conforme o planejamento inicial, em função da vulnerabilidade destes investimentos frente à característica hidro-térmica do nosso parque elétrico, que impõe operação irregular a estas usinas térmicas (Becker, 2004; Szklo, 2001). De fato, é mister ressaltar que esta característica relaciona-se diretamente à regulação setorial energética vigente. Imaginemos um modelo onde a inserção de usinas termelétricas seja inflexível, independentemente do perfil hidroelétrico predominante. Neste caso, existem maiores garantias de operação regular destas usinas termelétricas e consequentemente, investimentos de infraestrutura de oferta de gás natural ancorados em geração termelétrica a gás natural encontram um ambiente mais propício a seu desenvolvimento auto-sustentado.

Desta experiência, emerge a compreensão de que a definição da estratégia deve estar atenta, além das alternativas tecnológicas e pólos de consumo que permitam equacionar economicamente estes investimentos, também ao estágio de desenvolvimento da infraestrutura disponível, se já existente, tanto para o gás natural quanto para os energéticos concorrentes. Assim, havendo redes de distribuição de gás canalizado, que utilizem gás manufaturado, por exemplo, o desenvolvimento do mercado local passa depender mais de aspectos ligados à relação estabelecida entre distribuidora e transportadora e de aspectos regulatórios, e menos de requisitos de construção de infra-estrutura. Portanto, estes aspectos devem permear o desenho da estratégia de desenvolvimento do mercado gasífero. É mister ressaltar que a definição desta estratégia impacta diretamente os níveis de eficiência energética adotados para o consumo deste gás.[16]

A regularidade da demanda exigida para a redução de riscos nos investimentos em infraestrutura de oferta de gás natural também se reflete no horizonte temporal dos contratos, que

---

[15] Exemplificando, Tolmasquim et al (2002) mostraram que a demanda média de gás natural de um hotel localizado na capital paulista pode ser equivalente a cerca de 450 m^3/dia. Esse valor é sobremaneira menor do que aquele demandado por uma termelétrica de 400 MW operando em ciclo combinado, de aproximadamente 1,9 Mm^3/dia.

[16] Isto é ilustrado comparando-se os níveis de eficiência energética obtidos ao ancorar-se o desenvolvimento do mercado de gás natural na geração elétrica, através de duas opções: geração centralizada e unidades de cogeração, não excludentes entre si. Assim, o aproveitamento do gás natural para geração de eletricidade em usinas de ciclo combinado tem uma eficiência entre 50-55%, enquanto que em unidades de cogeração, este aproveitamento pode ser equivalente a

historicamente consolidaram a lógica de períodos de longo prazo, entre 20-25 anos (Percebois, 1989). Percebe-se, portanto, que as "propriedades" do mercado gasífero exigem relações de perenidade de compromisso entre os agentes (ofertante e consumidor). Assim, dado ser a firmação de contratos com grau elevado de rigidez entre produtores, transportadores e consumidores ser um dos atributos fundamentais para minimização do risco de investimentos nesta infraestrutura, o resultado é que tais contratos também determinam a aquisição de quantidades fixas de gás sob cláusulas "*take or pay*".[17]

Pode-se afirmar, portanto, que o grau de compromisso exigido num mercado é tanto mais elevado quanto mais próximo dos estágios iniciais de desenvolvimento este mercado se encontrar. Tal é a situação observada em mercados energéticos onde a malha de transporte e distribuição se deparam com desafios de expansão de infra-estrutura, como é o caso do Brasil, muito embora na atividade de distribuição de gás existam mercados com maior grau de desenvolvimento no país, como é o caso das cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, mas substancial desafio de expansão de malhas ainda reside nestas cidades. Para mercados onde a rede de malhas de transporte e distribuição se encontra com alto grau de desenvolvimento, reduzem-se sobremaneira os impactos dos custos devidos à amortização do capital, passando os custos a ser, essencialmente, de origem operacional[18].

Finalmente, a regularidade temporal do consumo de gás, com curva de carga da demanda de gás a mais uniforme possível também é um outro aspecto importante a considerar. De fato, diferenças acentuadas entre a demanda máxima e a demanda média de gás, caracterizadas pela existência de "picos" de demanda levam a: (1) existência de capacidade ociosa na maior parte do tempo, para atender a estes picos de consumo; (2) modulação da capacidade de oferta, mantendo-se o sistema de transporte/distribuição dimensionado para atendimento da demanda média do sistema em questão, e introduzindo-se instalações de estocagem para atendimento de variações sazonais da demanda. Em ambos os casos, introduzir-se-ão maiores custos na oferta de gás natural, devido à instalação de sobre-capacidade de equipamentos e instalações para operação com reduzido fator de capacidade, que tende a ser menor à medida em que se reduz o fator de carga da demanda. Assim,

---

mais de 80%. Neste caso, dependendo da opção priorizada, deslocar-se-á os níveis globais de eficiência para o limite inferior ou superior do intervalo apresentado.

[17] Quanto mais esta quantidade mínima se aproxima da capacidade de transporte de gás, menos flexível é o contrato e os riscos da cadeia são repassados para o comprador do gás, que deve garantir mercado para este energético. Assim, o aumento de custos provocados no subsistema de distribuição, pela rigidez do contrato "*take or pay*", é expressivo no caso de o projeto ser realizado sem mercados estabelecidos para o gás natural (Soares et al, 2002).

[18] Dada a característica intrínseca da atividade de transporte de gás natural se constituir uma atividade tipicamente ligada à infra-estrutura, uma das suas características é o sobredimensionamento dos ativos, com elevado porte de inversão e substancial tempo de maturação, implicando em significativo o peso do investimento inicial nos custos de

deve-se destacar a existência de um "*trade off*" entre a instalação de sobrecapacidade nos gasodutos para atender perfis eventualmente irregulares de demanda de gás e entre o investimento em unidades de estocagem do gás natural, mantendo sobrecapacidade mínima.

Baseado nas considerações anteriores, pode-se inferir que o desenvolvimento, em escala razoável, de um mercado "*spot*"[19] de gás – caracterizado por relações voláteis de curto prazo entre os agentes que, por conseguinte, gerariam grande incerteza no retorno dos investimentos de infraestrutura na cadeia de oferta do gás natural - deverá ser mais atrativo em contextos de mercados gasíferos regionalmente mais desenvolvidos. Isto se deve basicamente, ao fato de, nos estágios iniciais de implantação de uma malha de transporte, estarem associados elevados custos de implantação, fazendo com que seja elevada a participação dos custos fixos na composição do preço do gás. Uma vez que a manutenção de um certo nível de ociosidade nas tubulações de transporte é uma característica das indústrias de rede, o custo marginal de atendimento a usuários futuros também tem peso reduzido. Dada a existência de uma escala mínima de operação que maximiza o benefício num monopólio natural, compõe-se um quadro de desincentivo ao estabelecimento de relações perenes entre os agentes (produtor e consumidor), sem mecanismos de redução de riscos de investimento, normalmente instrumentalizados através de contratos.

Como conseqüência disto, entende-se que a lógica de mercados interruptíveis de gás deve ser observada somente em fases posteriores de amadurecimento do mercado. Adicionalmente, pode-se inferir que mercados com maior grau de maturação terão, a princípio, maior facilidade de operacionalizar um mercado interruptível de curto prazo devido ao fato de grande parte de sua estrutura já estar desenvolvida, reduzindo consideravelmente o impacto dos custos de capital na atratividade econômica de projetos de distribuição, além de possíveis barreiras à entrada de novos agentes no mercado. Como coloca Percebois (1989), o direcionamento de volumes de gás natural para um mercado "*spot*" mostra-se particularmente conveniente em momentos onde existe sobrecapacidade instalada e ambiente de preços fortemente depreciados, sendo por isto um mecanismo de flexibilização nestes períodos.

Desta forma, é de se esperar que o desenvolvimento inicial da indústria brasileira de gás natural se ancore preponderantemente sobre relações de maior compromisso entre os agentes e as políticas de expansão do setor devem, necessariamente, estar atentas a esta característica do mercado energético brasileiro. Assim, a busca de alternativas de consumo mais rígidas deve ser a

---

transporte, enquanto que o custo marginal de fornecimento de uma unidade adicional tende a valores muito reduzidos (Cecchi, 2001).

[19] Mercado interruptível de curto prazo.

tônica para viabilização, em médio prazo, da indústria brasileira de gás natural, característica esta que balizou nesta tese tanto a escolha dos setores quanto dos usos a serem avaliados.

1.3.2 Aspectos concorrenciais do gás natural

Além das características delineadas no item 1.3.1 (grau de dispersão geográfica, perfil individual de demanda e grau de rigidez nas transações comerciais), deve-se atentar para a vulnerabilidade do mercado gasífero no que tange aos aspectos concorrenciais no uso desta fonte energética, mensurados em como os consumidores estabelecem o comprometimento em seu uso e as relações com os seus fornecedores de gás natural.

Esta vulnerabilidade resulta principalmente da inexistência, na maioria de vezes, de um mercado cativo para o gás natural. O mercado do gás natural resume-se, basicamente, ao uso em queima direta para o atendimento de diversos serviços energéticos[20], normalmente sem aplicações exclusivas deste combustível. Exemplificando, a eletricidade percebe um mercado cativo no acionamento de dispositivos eletromecânicos, como força motriz. A concorrência do gás natural, neste caso, não se dá diretamente, mas sim de forma indireta, a partir de uso de equipamentos geradores (motores a gás ou turbinas a gás). Nos últimos anos, entretanto, o desenvolvimento de "*chillers*" de absorção para fins de refrigeração/condicionamento ambiental tem contribuído ao mesmo tempo para ampliar as possibilidades de aplicação de gás natural e reduzir a exclusividade do uso da eletricidade no campo do "conforto térmico". Como se percebe, é essencial o papel do desenvolvimento tecnológico como elemento contestador de mercados cativos.

Afora estas considerações, o gás natural compete, basicamente, com combustíveis fósseis e residuais. Face ao reduzido custo de oferta de combustíveis residuais tais como gás de refinaria, gás de alto forno, lixívia e resíduos industriais (utilizados, por exemplo, em fornos de produção de cimento), não é de se esperar que o gás natural assuma um caráter competitivo preponderante nas indústrias onde estejam amplamente disponíveis estes "resíduos energéticos", mas sim que atue complementando as necessidades energéticas não atendidas por estes resíduos, devido à restrição de oferta.[21] Este aspecto delimita, portanto, que as oportunidades de competição serão observadas, de fato, com os demais combustíveis fósseis – óleo combustível, carvão e GLP – e eletricidade – tanto

---

[20] Entende-se aqui por serviço energético: (1) geração de frio, pelo uso de "*chillers*" de absorção; (2) força motriz, em acionamentos eletro-mecânicos; (3) geração de vapor, em caldeiras; (4) ar quente, para aplicações de secagem, entre outros, que o uso do calor de combustão pode proporcionar ao usuário final.

[21] Exemplificando-se, na indústria de papel e celulose, a produção de lixívia está associada ao nível de produção de polpa de celulose, que depende de condições de mercado. As oportunidades de penetração de gás natural devem-se neste caso essencialmente, à complementação da demanda não atendida pela queima de lixívia (Tolmasquim & Szklo, coords., 2000).

em equipamentos tradicionalmente destinados à geração de calor quanto em equipamentos de cogeração.

Isto posto, conclui-se que a inexistência deste mercado cativo impõe que competição do gás natural num mercado energético seja exercida basicamente através do preço relativo entre o gás e os demais energéticos concorrentes, sendo exatamente esta receita oriunda desta diferença de preços, o "fôlego" para recuperação dos investimentos. Isto pode não ser inteiramente verdadeiro em alguns mercados energéticos onde as características de queima que conferem ao gás natural melhor desempenho ambiental podem agir como fator de diferenciação da fonte, criando um mercado "pseudocativo" para o gás. Tal fato ocorre, por exemplo, em países onde a legislação ambiental impõe rígidos padrões de emissões de poluentes, como é o caso do Japão (Percebois, 1989). Neste caso, promordial é a existência de regulação ambiental compatível com metas que estimulem o atingimento de determinada padrão ambiental. Ainda, pode-se citar como exemplo da criação de um mercado pseudo-cativo para o gás natural, aqueles processos industriais onde o uso de gás natural representa um salto de qualidade na fabricação de seus produtos, principalmente pelo controle da chama e limpeza proporcionados pela queima de gás natural.

A tecnologia de consumo de gás natural aplicável a cada setor e a cada aplicação é o efetivo vetor que consolida (ou não) o potencial de competição do gás natural frente a outras fontes energéticas. Por exemplo, para um dado usuário onde esta utilização esteja vinculada a grandes investimentos realizados na instalação/adaptação em equipamentos, pode-se pressupor maior fidelidade ao uso de gás natural, uma vez que, do ponto de vista do consumidor final importa também a utilização de equipamentos com regularidade e porte quanto à demanda de gás natural, pois é o aporte regular de dividendos decorrentes de economia operacional que permitirá amortizar os investimentos nestes equipamentos em um tempo razoável de retorno. Desta forma, o setor industrial comparativamente ao setor residencial apresenta maior fidelidade ao uso do gás natural, em virtude do vulto dos investimentos realizados pelo usuário industrial (Percebois, *op. cit.*). Por sua vez, a disponibilidade de opções tecnológicas que reduzam a dependência da empresa em relação a um energético específico também influencia a competitividade desta, uma vez que diversifica as escolhas do consumidor final[22]. Por exemplo, um usuário de vapor a média/baixa pressão poderá investir em uma caldeira bi-combustível (queimando óleo combustível e gás natural), de modo que poderá modular com maior flexibilidade a escolha dos combustíveis de

[22] Isto pode ser uma vantagem para a maior penetração do gás natural em mercados onde não tenha participação expressiva, mas pode ao mesmo tempo representar um foco de vulnerabilidade destes energéticos concorrentes em relação ao gás, que pode ser substituído em função de restrições operacionais, econômico-financeiras ou institucionais existentes.

acordo com oscilações de preços no mercado, do que aquele que optar por uma caldeira mono-combustível, cujos custos com a energia passam a estar vinculados a apenas um energético.

Podemos mensurar o "grau do monopólio" de consumo de gás natural frente a outros energéticos substitutos, a partir do conceito de elasticidade-preço cruzada da demanda do gás natural. Como se sabe, a elasticidade-preço cruzada da demanda de um dado produto se associa à existência de produtos substitutos próximos.[23] Esta vulnerabilidade relaciona-se à existência ou não de opções substitutas que permitam a migração de uma fonte energética para outra de forma ágil e sem comprometer a qualidade do seu atendimento energético, isto é, relacionada à possibilidade de diversificação de escolhas quanto à oferta de energia.

O setor residencial brasileiro também ilustra esta característica. A utilização de gás natural neste setor compete com a alternativa de uso do GLP[24] e lenha, na cocção de alimentos, e especialmente, no caso desta última, em classes de menor renda e situadas mais distantes de grandes centros urbanos. Esta seria uma situação que contribui para aumentar a elasticidade-preço cruzada da demanda do usuário final em relação ao uso do gás. Por outro lado, a existência de normas de segurança[25] em determinado mercado contribui para tornar este segmento menos elástico quanto à variação dos preços do gás.

Podemos, então, dizer que a vulnerabilidade do consumidor à utilização de gás natural depende dos seguintes condicionantes:

- *Tecnológicos*: em função dos equipamentos disponíveis para uso do gás natural em escala e condições economicamente viáveis ao consumidor final. A rigidez tecnológica propiciada por uma dada alternativa de consumo de energia impõe o uso de um dado energético e reduz a possibilidade de diversificação da matriz energética de um usuário. No que tange à escolha pelo gás, esta rigidez pode tanto atuar no sentido de aumentar esta propensão, quanto reduzí-la. Assim, a evolução tecnológica pode introduzir certas barreiras ao caráter concorrencial de outras fontes, na medida em que os projetos possam ser específicos por fonte, melhorando o rendimento de seu uso[26]. Exemplificando, em sistemas de cogeração a gás natural, pode-se vislumbrar maior inflexibilidade no que

[23] A elasticidade-preço cruzada da demanda corresponde ao quociente entre a variação percentual da demanda de um produto, que resultará numa variação do preço de seu substituto. Se a elasticidade preço cruzada da demanda for maior do que um, o usuário mostra-se mais propenso a buscar substitutos para o gás natural (Pindyck & Rubinfeld, 2002).
[24] Gás Liqüefeito de Petróleo.
[25] Por exemplo, em alguns prédios residenciais do Rio de Janeiro existe, mediante convenção de condomínio, a proibição do uso de botijões a gás, o que impõe a obrigatoriedade de uso do gás canalizado. Favorece, pois, a penetração do gás natural na matriz energética de um dado grupo de usuários e afeta, assim, a competitividade do gás canalizado frente ao GLP.

tange à substituição de combustíveis, isto é, a possibilidade de migrar para energéticos substitutos não é uma alternativa fornecida ao consumidor, à exceção da tecnologia "*heavy duty*"[27]. Por sua vez, uma tecnologia de caldeiras bi-combustíveis permite ao usuário modular melhor seu perfil de compra de energia de acordo com as oscilações de mercado e ocasionais restrições quanto à oferta;

- *Econômicos*: relacionados àos preços relativos entre as fontes energéticas. Também estão aqui incluídos os investimentos necessários para novas instalações adequadas ao uso do gás natural e também conversão de equipamentos já instalados. O ganho econômico auferido no cenário de consumo de gás pelo usuário deverá compensar os investimentos envolvidos. Esta avaliação, entretanto, não é trivial, uma vez que é bastante difícil projetar trajetórias de preços de energéticos, ainda mais ao longo do horizonte de vida útil de um projeto capital intensivo como é o caso de centrais de cogeração;
- *Regulatórios/institucionais*: A existência de lacunas no marco regulatório implica em aumento do risco regulatório, gerando incerteza do mercado energético quanto a projetos de desenvolvimento futuros do mercado de gás e, no que tange ao consumidor final, quanto à evolução dos preços de gás natural. Dado que alguns investimentos são de grande porte e com prazos de retorno razoáveis[28], a incerteza quanto à evolução dos custos e benefícios originados pela opção pelo consumo de gás natural tem importante impacto na decisão de investir neste consumo. Além disso, a existência de "vácuo" regulatório pode incentivar arranjos entre agentes econômicos – por exemplo, por permitir atividades de comluio entre os mesmos – que resultem em trajetórias de preços nocivas ao bem estar social e mesmo, à contestabilidade do mercado;
- *Ambientais*: dependem do grau de internalização que os custos ambientais associados ao uso de energia assumem na legislação ambiental da região. Assim, a existência de padrões rígidos quanto à geração/emissão de poluentes atua no sentido de restringir a escolha de determinados energéticos. Especialmente quando avaliamos o uso do gás natural, este ponto contribui para reforçar as vantagens da sua queima, se comparada ao desempenho observado para outros energéticos como o óleo combustível e o carvão.

---

[26] Exemplifica-se este fato com desenvolvimento de motores ciclo Otto de aplicação veicular exclusivos para o uso de GNV (Oliveira, 1997), que pode impor barreiras à utilização de combustíveis substitutos, contribuindo para o estabelecimento de um mercado "pseudocativo" existente sobre um dado grupo de usuários.
[27] Trata-se de turbinas dotadas de tecnologia menos sofisticada e menor eficiência, porém mais robustas e resistentes, o que permite a utilização de combustíveis de menor qualidade (Neto, 2001).
[28] Projetos de cogeração podem ter um horizonte entre 15-20 anos.

Esta vantagem relaciona-se principalmente na redução da emissão de poluentes atmosféricos como o dióxido de carbono e, quando substitui combustíveis sólidos, também no aspecto da geração/disposição de resíduos, as vantagens do uso do gás natural sobressaem. Regulamentação ambiental também pode agir como restrição à oferta de gás, por inviabilizar determinados traçados de gasodutos, impondo unicamente alternativas de oferta de menor custo, tais como o gás natural liquefeito (GNL). Pode-se citar, adicionalmente, no caso de usinas termelétricas, o seu maior nível de emissões atmosféricas, bem como a demanda de água para operações de resfriamento dos equipamentos, além da formação de NO_X;

- *Logísticos*: relacionados à confiabilidade no suprimento de gás natural, um conceito similar ao "risco de déficit" empregado no setor elétrico. Especialmente quando da instalação de sistemas de cogeração, percebeu-se haver, em alguns segmentos do setor terciário (como o segmento de hospitais[29]), o receio na mudança da forma como suas demandas energéticas são atendidas, em função da vulnerabilidade que o fornecimento de energia pode apresentar face à possibilidade de interrupção de oferta de gás. De forma análoga, na indústria de cimento brasileira, manifestou-se a preocupação no uso de energéticos cuja formação de estoque fosse dificultada[30], refletindo também a preocupação com a garantia de abastecimento (Soares, 1998). Portanto, também a definição da qualidade de fornecimento e os mecanismos de seu cumprimento são aspectos que devem ser considerados na formação de um mercado gasífero. Em outras palavras, deve-se tratar não apenas do compromisso contratual do consumidor perante o ofertante, mas também da relação recíproca. Do ponto de vista de um país, a garantia de suprimento relaciona-se principalmente à estabilidade política das relações entre os países envolvidos na transação (Turdera, 1997; Percebois, 1989; BP Amoco, 2000).

Face ao exposto, pode-se afirmar que entre os fatores que permitem aumentar a competitividade do uso de gás natural – e dos quais podem derivar sinalizações para elaboração de estratégias - no mercado energético encontram-se: (1) a existência de tecnologias específicas a baixo custo (estratégia de ação sobre custos fixos); (2) percepção de custos operacionais reduzidos - incluindo aqueles associados ao preço do gás e aos custos de O&M (estratégia de ação sobre preços relativos); (3) marco regulatório bem definido que proporcione segurança no planejamento de

---

[29] Informação obtida durante entrevistas realizadas com funcionários de alguns hospitais localizados na cidade do Rio de Janeiro (Tolmasquim et al., 2003a).

[30] O uso de gás natural na indústria de cimento, entretanto, concorre com a queima de combustíveis menos nobres tais como o óleo combustível e resíduos de outras atividades (pneus, coque de petróleo, casca de arroz, etc.), normalmente de menor custo.

médio/longo prazo aos agentes do mercado, ao mesmo tempo em que defina a qualidade do fornecimento do gás natural no que diz respeito à confiabilidade e às especificações (estratégia de fomento à estabilidade institucional-regulatória do mercado); (4) existência de legislação ambiental que internalize as vantagens do uso do gás natural (estratégia de maximização do bem estar social).

Cumpre, ainda, lembrar que o sucesso concorrencial do gás natural em um dado mercado energético dependerá, também, fortemente do contexto institucional-regulatório no qual se insere. Relaciona-se, assim, ao grau de compatibilidade entre as exigências intrínsecas da viabilização do mercado de gás natural e entre as características do mercado no qual se pretende que o gás natural penetre. Novamente, utilizamos o exemplo ilustrativo da formação do mercado brasileiro de gás natural ancorado na expansão da termeletricidade.

Em que pese a intenção de viabilizar o consumo de maiores volumes de gás natural com menor tempo de desenvolvimento de mercado[31], a não confirmação desta estratégia, em realidade, evidencia a contradição entre o imperativo da operação de termelétricas na base – i.e., de forma contínua, para que os investimentos iniciais em transporte deste energético se viabilizem de forma mais rápida -, e o sistema elétrico brasileiro predominantemente hídrico, que resulta em variações sazonais relevantes no custo unitário da eletricidade gerada (Tolmasquim & Szklo, 2001; Thomas, 2001; Soares et al, 2002). Este último fator, no sistema interligado S/SE/CO, impõe operação irregular a estas térmicas[32], justamente o comportamento antagônico ao demandado para a viabilização dos investimentos nestas usinas termelétricas, também fortemente capital intensivas.[33]

Dessa forma, deve-se ressaltar que a viabilização do mercado brasileiro de gás natural passa pela existência, de alternativas de atendimento que façam uso de tecnologias de consumo de gás natural que apresentem elevado fator de utilização e, portanto, com capacidade de geração contínua de receitas para o projeto[34]. É diante desta perspectiva, pois, que são analisadas as possibilidades de uso do gás natural.

Também é diante deste quadro que a análise da expansão de unidades de cogeração no país se insere como alternativa de compatibilização entre a natureza do mercado de gás natural e entre as características específicas do setor elétrico brasileiro. A conveniência do uso desta tecnologia justifica-se pelo seu perfil regular de consumo de gás natural, especialmente para aqueles potenciais

---

[31] Comparativamente a outras alternativas disponíveis como o mercado residencial, comercial e automotivo, com significativo potencial, mas sujeito a uma dinâmica de desenvolvimento mais gradual devido à sua maior dispersão espacial.
[32] Uma vez que a priorização do despacho é feita tomando como base critérios de mínimo custo.
[33] Por exemplo, para uma usina termelétrica com capacidade instalada de 500 MW, a um custo de instalação total de US$ 1.000/kW, o investimento total estimado de R$ 15 bilhões (taxa de câmbio: R$ 3,0/US$).

usuários que demandam cargas térmicas regulares e com determinado porte, destacando-se grande parte dos usuários industriais e alguns usuários do setor comercial[35], sobretudo quando os contratos de fornecimento de gás se baseiam em cláusulas do tipo "*take or pay*". De certo modo, a central de cogeração é capaz de garantir um consumo de base razoavelmente regular de gás natural durante o ano todo, independente da disponibilidade de energia secundária das hidrelétricas nos períodos úmidos do ano (Szklo, 2001). Analisando a vulnerabilidade da estratégia de ancoragem do mercado de gás natural em cima de centrais termelétricas, Lederer & Falgarone (1997) proveêm um exemplo bastante ilustrativo, aplicado ao sistema elétrico francês, predominantemente nuclelétrico. Neste país, a operação em semibase de uma central térmica caracteriza-se por duração de despacho muito irregular – de maneira análoga ao que ocorre no setor elétrico brasileiro - em virtude das condições climáticas, da disponibilidade de outras centrais, e por um funcionamento concentrado no inverno, com a conjugação destes fatores resultando, por isso, em um perfil de consumo irregular de gás natural. Não por acaso, a geração independente a gás perdeu força na França para a cogeração industrial, onde o consumo de gás tem um perfil mais uniforme ao longo do ano, já que parte deste consumo serve para geração de vapor com uso no processo industrial (Szklo, 2001).

Finalmente, quanto ao aspecto concorrencial do gás natural, a principal vulnerabilidade do ritmo de penetração do gás no mercado e, por conseqüência, da sua participação na matriz energética de uma dada região, refere-se ao preço final com que chega ao consumidor final e deve observar a condição de, dado o preço dos energéticos concorrentes, a soma de custos ao longo da cadeia de oferta de gás deve ser tal que permita, ao mesmo tempo, amortizar os investimentos realizados para a oferta do gás e fornecer adequada remuneração aos investidores desse tipo de empreendimento. Isto significa dizer que este preço deve ser suficiente para cobrir os custos de exploração e transporte (seja ele de alcance regional ou internacional), custos de eventuais operações de gaseificação/regaseificação/estocagem (no caso da oferta de GNL), além dos custos relacionados à distribuição de gás canalizado. Simultaneamente, do ponto de vista do consumidor final, este preço deve ser competitivo com outras fontes (Percebois, 1989). De forma geral, épocas de alta nos preços internacionais do petróleo tendem a favorecer, do ponto de vista econômico, investimentos no fornecimento de gás natural. Por outro lado, baixos preços internacionais do petróleo, tendem a desestimular a opção pelo gás natural. Isto pode parecer um paradoxo observado

---

[34] Exemplificando, em sistemas de cogeração, a geração de receitas para um projeto deste tipo deriva da economia de eletricidade devido à instalação do sistema e quanto maior a regularidade e a continuidade do perfil de consumo de eletricidade do usuário, maior a economia proporcionada devido aos custos evitados com eletricidade.
[35] Cumpre lembrar os elevados fatores de carga elétrica e térmica observados normalmente no setor industrial (Khrusch et al, 1999; Costa & Balestieri, 2001; Balestieri, 1994; De Oliveira, 1995). No tocante ao setor comercial brasileiro,

no mercado de gás, uma vez que sua penetração depende de altos preços das fontes concorrentes, o ao mesmo tempo também contribui para tornar os projetos de utilização de gás natural menos atrativos do ponto de vista econômico (Szklo, 2001).

1.3.3 Existência de soluções tecnológicas para o transporte do gás natural

A necessidade de soluções técnicas satisfatórias para o transporte do gás natural a longas distâncias impõe aos mercados de gás natural desafios de ordem tecnológica, refletidas em aspectos de abastecimento dos mesmos de forma economicamente competitiva. Esta necessidade decorre do fato de normalmente não haver grande proximidade geográfica entre as jazidas de gás e o mercado consumidor, conforme veremos a seguir.

Geograficamente, a produção mundial de gás concentra-se em alguns grandes produtores mundiais, com porte de oferta variável (tabela 1.2 e tabela 1.3). De forma similar, o mesmo comportamento é observado no que tange aos consumidores deste gás. Geograficamente, a maior parte das reservas mundiais provadas de gás natural situam-se nos territórios da ex-URSS e no Oriente Médio, somando cerca de 72% do total. Individualmente, a República da Rússia detém a maior parte das reservas provadas, com 30,5% do total das reservas provadas mundiais. Apesar disto, a República da Rússia apresenta o menor valor da razão Reservas/Produção[36](R/P) em relação àquela observada no Oriente Médio, o que implica, a princípio, em menor longevidade de suas reservas em relação para o Oriente Médio. A menor razão R/P da República da Rússia em relação àqueles valores observados para o Oriente Médio pode ser explicada devido ao maior ritmo de exploração das jazidas daquele país, que já fornece gás em grandes quantidades para a Europa Ocidental, desde a década de 80 (BP Amoco, 2000). Outros importantes atores no mercado de oferta de gás natural incluem ainda, o Irã e Catar (14,7% e 9,2% do total, respectivamente), a Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos (juntos perfazendo aproximadamente 8% do total). Curiosamente, os Estados Unidos registram um nível de oferta similar àquele observado na República da Rússia, embora apresentem apenas 10% do volume de reservas russas de gás natural, o que explica a reduzida relação reservas/produção norte-americana, que é de apenas nove anos. Quando se analisa, porém, a formação de blocos de países com interesses comuns, a distribuição de

---

Tolmasquim et al (2003a) mostram que hospitais de grande e médio porte situados no Brasil podem comportar-se, quanto a indicadores de consumo de energia, como pequenas indústrias.

[36] Definida como a razão entre o volume de reservas disponíveis sobre o nível de consumo desta jazida, referentes a um dado ano. Esta grandeza dá-nos uma estimativa da longevidade da reserva caso fossem mantidos os mesmos ritmos de exploração no momento do cálculo desta variável sem as novas descobertas. Percebe-se facilmente se tratar de um indicador que varia no tempo, e a notação mais adequada deveria ser R(t)/P(t), onde “t” representa a dependência com o tempo.

reservas provadas tem nos países não-OPEP cerca de 55% contra 45% situadas dos países integrantes da OPEP. Apesar de contribuir para equilibrar as forças no mercado internacional de gás natural, a extensão destes percentuais sugerem o risco de se observar comportamento de comluio entre os agentes.[37]

Tabela 1.2: Distribuição regional das reservas provadas de gás natural – ano base: 2002

Região	Reservas provadas (Trilhões de m^3)
América do Norte	7,15
América Central e do Sul	7,09
Europa	5,77
Antiga ex-URSS	55,27
Oriente Médio	56,06
África	11,84
Ásia-Pacífico	12,61

Fonte: ANP (2004)

Tabela 1.3: Distribuição regional das reservas provadas de gás natural – ano base: 2002

País	Reservas (Trilhões de m^3)	Produção (Bilhões de m^3/ano)	R/P[1]
República da Rússia	47,57	554,9	85,7
Irã	23,00	64,5	356,6
Catar	14,40	29,3	491,5
Emirados Árabes Unidos	6,01	46,0	130,7
Arábia Saudita	6,36	56,4	112,8
Estados Unidos	5,19	547,7	9,5
Venezuela	4,19	27,3	153,5
Argélia	4,52	80,4	56,2
Nigéria	3,51	17,7	198,3

Nota: 1- calculada a partir dos dados disponíveis em ANP (2004)

Analogamente, o consumo deste energético segue o mesmo comportamento observado quanto à disponibilidade de jazidas de gás natural, estando concentrado nos EUA e países da Europa. Em virtude do descasamento geográfico entre oferta e demanda de gás natural, portanto, reforça-se a importância das soluções disponíveis para o transporte do gás natural para o

[37] De fato, Percebois (1989) analisou o risco da formação de cartéis dos países integrantes da OPEP também para o caso do gás natural, utilizando modificações no modelo de A. Richard, inicialmente desenvolvido para analisar outros setores de base da economia.

equacionamento do binômio oferta-demanda de um dado mercado energético. Este equacionamento deverá permitir ao gás natural chegar a preços competitivos e/ou aceitáveis no mercado e depende grandemente da escolha da modalidade de transporte do gás natural. Deve-se ressaltar, ainda, que a relativa abundância de reservas recuperáveis de gás natural comparativamente ao petróleo, tem levado a uma rápida expansão da infra-estrutura de comercialização do gás (Gasnet, 2003). Duas são as formas básicas de efetuar este transporte, como veremos adiante.

Um comentário importante relaciona-se ao impacto das características físicas do gás natural sobre os requisitos de infra-estrutura demandados para seu transporte/estocagem. Estas diferenças concentram-se no estado físico e na densidade energética de cada uma das fontes de energia. Excetuando-se os combustíveis gasosos –como o GLP – os principais concorrentes do gás natural para fins combustíveis ocorrem no estado líquido (óleo combustível, por exemplo) ou no estado sólido (carvão e lenha, por exemplo), o que por si já introduz diferentes necessidades na complexidade das instalações de transporte/estocagem. De fato, é muito mais simples transportar líquidos e sólidos do que transportar gases. O gás natural, por sua vez, apresenta uma reduzida densidade energética comparativamente aos seus principais concorrentes, nas mesmas condições ambientais.[38] Este fato tem um impacto assaz importante na estrutura de custos de transporte e estocagem, uma vez que para transportar e armazenar o mesmo conteúdo energético, no caso do gás natural é exigida infraestrutura especial seja pela necessidade de reservatórios maiores ou estações compressoras de maior porte, seja pela demanda por materiais especiais resistentes às condições de temperatura e pressão mais agressivas, ou seja ainda pela demanda de unidades especiais de condicionamento do gás à forma de transporte/estocagem escolhida (este é o caso de unidades de liquefação e regaseificação do gás natural quando transportado na forma liquefeita). Em face a estas características, depreende-se a necessidade de ativos específicos na indústria de gás natural.

Veremos a seguir as duas principais formas de transporte de gás natural empregadas no mundo atualmente: através de gasodutos de transporte ou através de liquefação de gás natural.

1.3.3.1 Gasodutos de transporte

A forma de transporte de gás natural mais difundida envolve o uso de gasodutos de transporte a alta pressão, normalmente quando são envolvidos grandes volumes de transporte de gás em regime contínuo de fornecimento. Em situações onde as distâncias e os volumes de gás

---

[38] Esta comparação é suficientemente ilustrada ao se observar o poder calorífico inferior destes energéticos. Enquanto que 1 m^3 de gás natural seco a 1 atm e temperatura ambiente contém aproximadamente 36,8 MJ, em condições equivalentes o óleo combustível contém 43.917 e o petróleo 37.630 MJ. Mesmo o GLP, gasoso, apresenta maior poder calorífico (inferior), de aproximadamente 25.800 MJ/m^3 (MME, 2003).

envolvidos sejam relativamente reduzidos, pode-se optar, ainda, pelo transporte à alta pressão (aproximadamente 120 kgf/cm^2) e à temperatura ambiente, onde o gás natural é conhecido como GNC – gás natural comprimido (GEPEA, 2003).

Na definição do porte de um gasoduto de transporte, é importante definir fatores como o diferencial de pressão a ser empregado (diferença entre a pressão de entrada do gás no gasoduto e a pressão de entrega no "*city gate*"), o nível de oferta desejada e o número de estações de recompressão a serem utilizadas, fatores que têm impacto importante na economicidade do gasoduto, uma vez que determinam o dimensionamento da tubulação. Normalmente, a utilização de gasodutos de transporte é a alternativa mais econômica para oferta de gás natural[39], muito embora seja ainda significativamente capital-intensiva, pelas razões já expostas anteriormente.

A partir dos "*city gates*", então se iniciam a redes de distribuição de gás natural, visando ao atendimento dos consumidores finais e cuja dinâmica de expansão é análoga ao conceito de capilaridade de escoamento de fluidos. De fato, por se caracterizar como uma densa rede de tubulações, que se assemelham a vasos sanguíneos, é de se esperar que a dinâmica de desenvolvimento do mercado de gás na esfera local dependa fortemente da velocidade de introdução de gás natural nos "n" usuários que compõe os consumidores de uma dada concessionária.

Como a pressão de utilização do gás natural é sobremaneira reduzida em relação àquela observada nos gasodutos de transporte, além da redução inicial de pressão no "*city gate*", existem outras estações intermediárias de redução de pressão ao longo da rede de distribuição da concessionária local de gás canalizado. A magnitude desta redução dependerá do tipo de uso e de usuário. Assim, em uma região industrial, a disponibilidade de gás a uma condição de pressão mais elevada pode melhorar a viabilidade de sistemas de cogeração baseados em turbinas a gás, que exigem a compressão inicial do gás. A existência de uma rede de distribuição a baixa pressão, por sua vez, exige deste consumidor o investimento adicional em um compressor, o que impacta negativamente a viabilidade de um sistema deste tipo (CHPClub, 2001; Educogen, 2001; Szklo, 2001). As redes secundárias de distribuição a baixa pressão (até 4 bar) são construídas normalmente em PEAD (Almeida, 2003).

---

[39] Uma aplicação de gasodutos de transporte refere-se ao seu uso como sistema de armazenamento de gás natural, uma vez que as linhas de transporte retém uma parcela do gás natural transportado. Esta função, porém, não é a principal de um gasoduto de transporte.

1.3.3.2 Liquefação do gás natural

Uma outra alternativa para transporte do gás natural envolve sua liquefação e transporte em navios especialmente construídos para este fim. Esta modalidade de transporte normalmente é adotada em ocasiões onde o transporte do gás natural através de gasodutos se depare com fatores que dificultem a sua construção tais como: travessias em oceanos e mares profundos, regiões montanhosas, restrições ambientais severas que dificultem o traçado do gasoduto[40], distâncias muito elevadas aos centros consumidores e mercados de pequena escala. Nesta modalidade de transporte, o gás natural tem seu volume no estado gasoso reduzido em até 1/600 do volume ocupado originalmente, sendo conhecido como GNL[41] (Percebois, 1989; Gasnet, 2004). Isto permite, pois, o aumento da densidade energética do gás natural em 600 vezes comparativamente ao gás natural sob condições ambientes e entre 20-30 vezes mais do que o gás natural comprimido (Moncrieff, 1998). No mundo, é reduzido tanto o número de países importadores quanto exportadores no mundo. De fato, existem apenas dezesseis unidades produtoras de GNL situadas em dez países, que abastecem outros dez países (GEPEA, 2003).

Uma das vantagens do uso de GNL, do ponto de vista do mercado consumidor, é a possibilidade de modulação da oferta e demanda por gás natural. De fato, o mote inicial para a adoção desta solução de oferta no mundo foi a necessidade de armazenar quantidades significativas de gás natural em espaços reduzidos, de forma a atender às variações sazonais e diárias da demanda no caso da indústria americana de gás natural (Gasnet, *op. cit.*) e por, esta razão, o uso de plantas de liquefação[42] constitui-se em possível estratégia para lidar convenientemente com momentos de grande desequilíbrio entre oferta e demanda de gás. Assim, em momentos em que a demanda for menor do que a oferta, pode-se estocar este energético, por exemplo, em depósitos subterrâneos, para seu posterior uso no mercado em momentos onde a situação oposta se verificar. Esta análise, entretanto, deve estar atenta aos custos de armazenamento, que são sobremaneira elevados (IEA, 2000). Na figura 1.3 exemplifica-se o comportamento da demanda sazonal por gás natural em países da OCDE situados na Europa. Como se pode observar, é acentuada a variação de demanda que ocorre nos meses de inverno e de verão, em parcela substancial, devido às necessidades de calefação.

---

[40] Por exemplo, caso o traçado inicial do gasoduto para atendimento de um dado mercado demande o desvio para evitar a passagem através de uma área de preservação ambiental, este desvio pode tornar antieconômico o fornecimento de gás natural a um determinado mercado.

[41] Gás Natural Liquefeito.

[42] Também conhecida como "*peak-saving*".

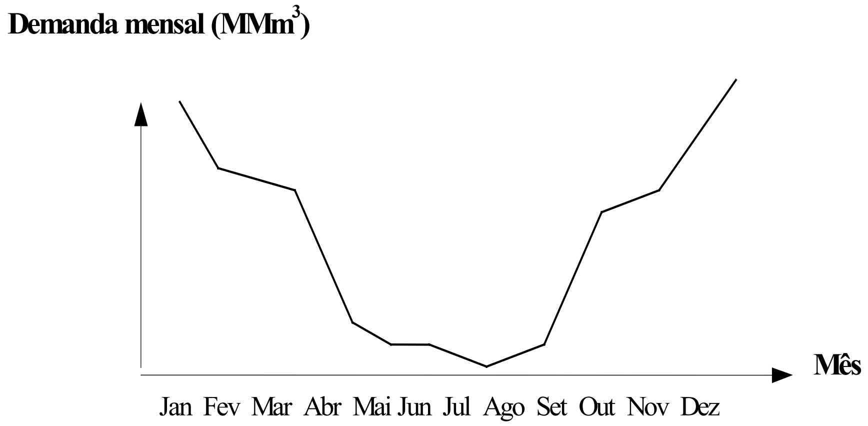


Figura 1.3: Exemplo de curva de carga sazonal em países da OCDE-Europa (Fonte: IEA, 1994 *apud* Austvik, 2000).

Entretanto, trata-se de uma solução que demanda grande investimento em estações de pressurização/despressurização do gás, além de navios especiais de transporte, também chamados de navios metaneiros, construídos especificamente para este fim, sendo o gás acondicionado em reservatórios isolados termicamente, sem fornecimento de refrigeração durante a viagem. Além dos elevados investimentos necessários, o transporte de GNL resulta em perdas entre 10-15% do gás durante o processo, que são sobremaneira mais elevadas do que aquelas observadas no transporte equivalente por gasoduto, que se situam entre 1-2% (Gasnet, 2004). As perdas de gás natural pelo transporte de GNL devem-se, essencialmente, a operações de transferência, consumo próprio da embarcação e utilização parcial do volume transportado para manutenção dos tanques a baixa temperatura, durante a viagem de volta.

Quanto aos transportadores de GNL, dois são os tipos básicos: um deles armazena o gás em esferas (tipo *Moss Rosenberg*), e o outro apresenta os tanques nas posições convencionais de navios petroleiros (tipo membrana, ou *Technigaz*). O porte usual de um navio de transporte de GNL usualmente varia entre 125 a 135 mil m^3 ou, aproximadamente, entre 55 a 60 mil toneladas de GNL. Ambos os tipos encontram-se em aplicação atualmente, não se registrando diferenças significativas quanto ao custo inicial ou operação destas unidades (Gasnet, 2000).

O desembarque da carga de gás natural se faz a partir de terminais de regaseificação, unidades situados próximos aos centros de consumo e destinados a operações de conversão de GNL para o estado gasoso. A partir desta operação, o transporte de gás natural pode se dar através de gasodutos de alta ou baixa pressão.

Um comentário importante, ainda, se refere ao papel destas instalações dentro do mercado local de gás natural. Em função da capacidade dos tanques de estocagem de gás, o papel desta

unidade de regaseificação pode variar desde ser uma estação intermediária de conversão de estado físico do gás, como também uma importante unidade de modulação/regulação da oferta local de gás natural. Neste último caso, estes terminais fazem parte de um sistema balanceador de picos de consumo e estoques estratégicos.

Por fim, vale registrar as possibilidades de integração energética presentes nestes terminais de regaseificação e associadas à natureza do processo. O processo de troca térmica para regaseificação do GNL pode se utilizar, por exemplo, de vapor rejeitado em plantas termelétricas casualmente próximas ao terminal de regaseificação. A energia de expansão do gás durante a vaporização pode, por sua vez, ser utilizada para o acionamento de turbinas, permitindo adição de potência a esta termelétrica. Durante este mesmo processo, também o frio liberado na regaseificação pode ser destinado à indústria de alimentos. Portanto, como se percebe, existem oportunidades de aproveitamento de correntes energéticas associadas à opção de oferta através de GNL desde que haja a proximidade destes possíveis "parceiros energéticos".

Normalmente, a escolha entre o transporte por gasodutos ou por navios metaneiros é realizada a partir de raios de economicidade, e assume-se que, em média, a partir de 4.000 km, os custos de um sistema de GNL tornam-se compatíveis com os de transporte em gasodutos (Gasnet, 2004). Percebois (1989), por sua vez, situa que o uso dos gasodutos usualmente é restrito a distâncias inferiores a 6.000 km. Como já asseverado, a atratividade de atender à demanda de gás natural de um dado mercado também advém de questões técnicas e institucionais. Tal é o caso da inviabilidade da utilização de gasodutos de transporte para traçados que exijam a travessia de regiões com mares profundos. Por sua vez, a questão institucional pode estar relacionada à rede de proteção ambiental existente no país/região, como é o caso da impossibilidade de se construírem gasodutos atravessando áreas protegidas pela legislação ambiental.

Nos últimos anos, a crescente redução de custos do transporte de GNL tem aumentado as oportunidades desta tecnologia como opção de oferta de gás em locais onde o transporte através de gasodutos não seria justificável economicamente. Contribui neste sentido, o desenvolvimento da tecnologia de construção de navios especiais e das técnicas de liquefação, que estão permitindo a ampliação da produção e utilização do GNL no mundo. Países como o Japão são um exemplo bastante representativo do problema de distribuição de gás, solucionado graças à existência do desenvolvimento tecnológico do GNL[43], o que permite a este país utilizar o gás produzido em países como Indonésia, Malásia, Austrália, Abu Dhabi e EUA[44] (Gasnet, 2004). Trata-se de um país

[43] O Japão é atualmente o maior consumidor mundial de GNL, absorvendo aproximadamente 60% da produção mundial de GNL, atingindo, em 1998, o consumo de 82,5 milhões de toneladas (Gasnet, 2000).
[44] Esta parcela advinda principalmente do Alasca.

isolado geograficamente pelo oceano, sem disponibilidade de gás. A adoção de carvão como fonte de geração traz para este país grandes problemas de deposição ácida. Esta restrição é bastante ilustrativa quanto à significância da questão ambiental como impulsionadora da atratividade do uso de gás natural. De fato, quando mensurados os aspectos ambientais associados ao uso do gás natural *vis-a-vis* outras fontes energéticas, uma série de impactos negativos sobre o meio ambiente deixam de ser produzidos, tais como a erosão de solos para extração de minério, emissão de poluentes gasosos e problemas associados à deposição de resíduos de combustão.[45] Entretanto, deve-se ressaltar que o peso dos custos de transporte de GNL a grandes distâncias ainda é um impeditivo significativo para a "globalização" do mercado de gás tal como existe com o mercado do óleo cru, e por muito tempo a característica inter-regional deve ser o comportamento observado para o mercado gasífero (Rethore, 1998; Moncrieff, 1998).

1.3.4 Indústria de rede: ambiente propício às falhas de mercado

É mister destacar algumas pecularidades da indústria de gás natural com consideráveis impactos sobre os custos econômicos envolvidos nos diversos elos da cadeia quanto em possíveis arranjos entre agentes de mercado que podem se constituir em entraves ou virtudes à dinâmica de desenvolvimento desta indústria. Ademais, a forma de lidar com esta indústria, do ponto de vista regulatório, depende essencialmente da consideração deste conjunto de peculiaridades.

Inicialmente, vamos resgatar alguns pontos-chave acerca desta indústria e seus produtos:

- *Características físicas intrínsecas ao gás natural em condições normais*, como o seu estado físico e densidade energética, impõem a necessidade de utilização de ativos específicos para sua disponibilização ao mercado consumidor final, implicando, em maiores custos específicos de infra-estrutura comparativamente aos energéticos concorrentes, como por exemplo, a demandada para o transporte de combustíveis líquidos;
- *A não correspondência entre as regiões produtoras e consumidoras de gás natural* implica na necessidade de instalações de grande porte para exploração & produção, transporte e distribuição do produto. De fato, normalmente as reservas de gás natural localizam-se distantes dos centros de consumo, o que impõe a demanda de construção de redes de transporte de grande dimensão;

[45] Exemplificando, o uso de combustíveis com maior teor de enxofre, por exemplo, gera deposição ácida que ocasiona como impactos ambientais adversos, a acidificação do solo e cursos d'água, danos ao meio ambiente florestal, degradação do solo, danos a materiais e estruturas, efeitos à saúde humana e lixiviação de metais tóxicos no meio ambiente (Miller & Miller, 1989). Do ponto de vista do sistema econômico, estas perdas se distribuem na forma de

- *Altos investimentos requeridos na atividade exploratória* dos campos de produção, à qual se associam os mesmos riscos decorrentes de atividades de prospecção de petróleo;
- *Demanda de ativos específicos* para a viabilização técnico-comercial da atividade;
- *Grande miríade de agentes econômicos* presentes na cadeia produtiva do gás natural, envolvendo as atividades de E&P, transporte, comercialização e distribuição[46], tornando possível ações de conluio por parte dos mesmos, caso o Estado não constitua o sistema regulatório adequado para esta indústria;
- *Competição por custo* em relação a energéticos concorrentes e nicho de mercado limitado à queima direta, pela inexistência de mercados cativos para o gás natural.

Colocados, pois, estes aspectos, o desenvolvimento da indústria de gás natural deve ser pensada num contexto de grande incerteza das atividades exploratórias[47], demanda de investimentos elevados em ativos específicos, no setor de oferta e, em alguns casos, também na demanda, inexistência de mercado cativo para seu escoamento e grande número de agentes econômicos em função da modularidade de atividades presentes ao longo da cadeia[48]. Transpondo estas características para o caso brasileiro, compõe-se um quadro de elevados riscos ao desenvolvimento desta atividade no país - com o conseqüente rebatimento na propensão aos investimentos - e a coordenação das atividades entre os diversos elos da cadeia torna-se uma atividade essencial (Cecchi et al., 2001).

As indústrias de rede são caracterizadas por demandar disponibilidade de redes de transporte e distribuição para ofertar seu produto final para o consumidor, sendo exatamente este o caso da indústria de gás natural, nos segmentos de transporte e distribuição. Podem-se citar como principais características desta indústria (Tolmasquim et al., 2000):

- *Necessidade de equilíbrio a curto prazo entre oferta e demanda*, uma vez que a atividade de estocagem de gás natural é bastante dispendiosa pela necessidade de instalações de liquefação e regaseificação deste gás;
- *Necessidade de manutenção de capacidade ociosa nas instalações*, uma vez que os ativos devem permitir o atendimento a oscilações de demanda sejam elas cícilicas ou sazonais, além de prever o atendimento do crescimento desta demanda ao longo do

---

prejuízos à agricultura, às atividades pesqueira e recreativa, à indústria extrativa florestal, à produtividade do ser humano e à vida útil da infraestrutura local.

46 Estamos analisando esta modularidade do mercado em função dos modelos de mercado do gás observados ao longo do mundo bem como a estrutura preconizada para a indústria brasileira de gás natural. Não estamos ainda, preocupados com estratégias de verticalização de agentes na cadeia e por ora, ignorá-las-emos.

47 Como, aliás, caracteriza-se a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural.

48 Esta é uma situação que por si só acentua a existência de conflitos de interesses entre os vários atores da sociedade, aumentando a probabilidade de riscos ao desenvolvimento da indústria.

tempo. Tendo os projetos de desenvolvimento de infra-estrutura um caráter estruturante, os investimentos nestes ativos devem prever este crescimento, num dado horizonte de tempo, assim postergando a possibilidade de que os ativos de infra-estrutura se transformem em gargalos de estrangulamento, com os conseqüentes impactos sobre a continuidade do desenvolvimento econômico (Cecchi et al., 2001);

- *Presença de economias de escala*, fazendo com que o menor custo unitário de produção seja atingido em escalas de produção elevadas, justificando por isso, a necessidade de aporte de grande volume de investimentos e fazendo emergir, por conseguinte, barreiras de entrada no mercado[49]. A existência de economias rendimentos crescentes com a escala e a possibilidade de atendimento integral da demanda por uma única firma decorrem, basicamente da combinação "economia de escala" e "rendimentos crescentes" com a demanda;
- *Investimento inicial elevado e custos fixos irrecuperáveis*, dadas as pecularidades do gás natural em si e da especificidade dos ativos necessários aos segmentos de transporte e distribuição de gás natural. De fato, por ser a indivisibilidade dos ativos de transporte de gás natural uma característica deste segmento, estes projetos de infra-estrutura apresentam elevadíssimo custo de implantação, dadas as escalas mínimas requeridas nas instalações. Por esta característica, em estágios iniciais de desenvolvimento da infra-estrutura do segmento de transporte e distribuição de gás natural, observa-se maior contribuição de custos fixos e menor dos custos marginais de operação na estrutura de custos das atividades relacionadas a este segmento (Cecchi et al., 2001);
- *Presença de redes de transporte com interconexões físicas fixas*, o que reduz a flexibilidade do consumidor quanto à mudança de fornecedores. Isto reduz sobremaneira o número de empresas concorrentes que poderiam ofertar gás natural ao consumidor final. Como já visto, a presença de tecnologias de consumo de gás natural que reduzam esta vulnerabilidade – caldeiras bi-combustível, por exemplo – constituem-se em elementos que aumentam a elasticidade-preço cruzada da demanda de gás natural nestes consumidores finais.

[49] Economias de escala ocorrem quando existe redução dos custos unitários de produção com o aumento da quantidade produzida, enquanto que economias de escopo decorrem da existência de sinergia na produção conjunta de dois ou mais produtos, afetando o custo de produção de cada uma delas, de forma decrescente (Tolmasquim et al., 2000; Pindyck & Rubinfeld, 2002). Segundo, ainda, Baldwin & Cave (1999), esta situação cria o que se pode chamar de "economia de densidade", associadas ao fato de ser mais eficiente utilizar apenas uma rede para atender à demanda de uma dada região ao invés de incentivar a competição entre duas redes de distribuição.

Algumas destas características apresentadas acima - presença de economias de escopo e de escala - acabam por configurar condições necessárias ao surgimento do "monopólio natural", aspecto assaz importante no segmento de transporte e distribuição de gás canalizado, pelas implicações importantes quanto à expansão de gasodutos e no nível das tarifas praticadas.

Diz-se ocorrer um monopólio natural quando o mercado pode ser atendido de forma eficiente com operação de apenas uma firma, que consegue abastecer um determinado mercado com custo médio total menor do que aquele que seria verificado através da operação de duas ou mais firmas (Silveira, 2000), propriedade esta denominada de sub-aditividade de custos.[50] As implicações desta característica podem ser melhor apreendidas pela observação do comportamento de uma curva de custo médio (figura 1.4). Neste caso, o custo médio mostra-se decrescente até a produção da quantidade Q' de um determinado bem ou serviço, suficiente para abastecer o mercado. A partir desta quantidade Q', observam-se deseconomias de escala (região à esquerda do ponto Q'). Em função da já aludida existência de economias de escala neste tipo de indústria e a indivisibilidade de ativos, o abastecimento do mercado se faz de forma economicamente eficiente a partir da operação de uma única firma, cuja curva de custo médio é representada por CMe_1.

Supondo-se a entrada de operação de uma segunda firma para abastecer este mercado, o nível de produção para atender este mercado é também igual a Q', caracterizando neste mercado, uma oferta do bem ou serviço equivalente a 2Q'. Neste caso, a interseção das duas curvas de custo médio (CMe_1 e CMe_2) define a chamada "área de sub-aditividade" (Silveira, *op. cit.*). Observa-se facilmente a partir da figura 1.4, que até a quantidade Q' o mercado é abastecido ao custo médio mínimo a partir da operação desta firma única. A partir da quantidade Q', experimentam-se deseconomias de escala, e a entrada em operação de uma segunda firma neste mercado, configura uma situação de instabilidade de oferta, mas ainda assim, do ponto de vista social, considera-se com ponto ótimo a operação de uma única firma (Silveira, 2000).

---

[50] Formalmente, a sub-aditividade de custos pode ser escrita como (Silveira, *op. cit*):

$$C(Q) < \Sigma\, C(q_i)$$

onde C(Q) o custo de produção da firma única, $C(q_i)$ é o custo de produção individual da firma "i", com i= 1, 2,..., n. A quantidade total demandada pelo mercado, "Q", por sua vez, relaciona-se às quantidades individuais, "q_i", de acordo com: $Q= \Sigma\, q_i$.

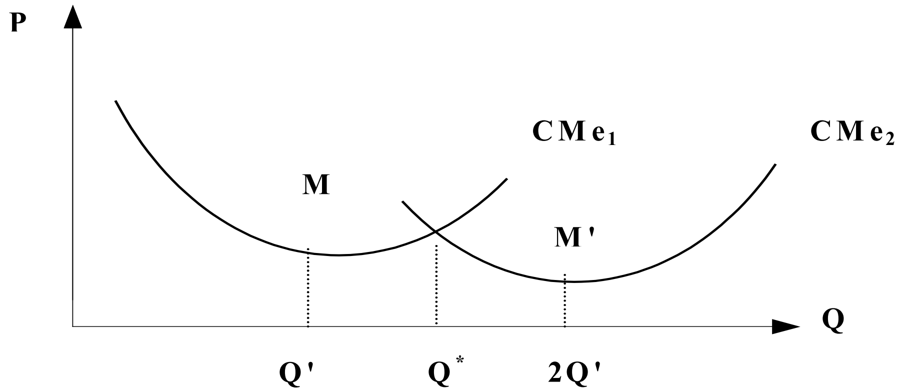


Figura 1.4: Curva de custo médio de duas firmas (Fonte: Viscusi et al., 1995 *apud* Silveira, 2000).

Neste caso, são possíveis duas segmentações dentro do monopólio natural, em função do comportamento distinto da curva de custos médios e marginais das firmas atuantes no mercado. O monopólio natural é dito "forte" (ou permanente) quando apresenta custos médios decrescentes para qualquer quantidade produzida enquanto que o monopólio natural é dito "fraco" (ou temporário) quando se nota o surgimento de deseconomias de escala, no ponto de suprimento da demanda total do mercado. Ainda assim, os custos médios se apresentam em nível menor do que aqueles que seriam verificados numa alternativa de duopólio.

A necessidade de intervenção do Estado e a adoção de estratégias regulatórias diferenciadas é necessária em cada caso, também pode ser demonstrada pela análise de situações extremas, isto é, numa situação de concorrência perfeita e numa situação de monopólio sem intervenção. Senão vejamos (Araújo, 1998; Silveira, *op. cit.*):

- *Monopólio natural forte (permanente)*: em regime de concorrência perfeita, observa-se a condição Preço= CM_g, implicando em operação com prejuízo por parte do produtor[51], devido à operação abaixo do custo médio da empresa. Todavia, levando a análise para outro extremo, a maximização do excedente do produtor e a minimização do excedente do consumidor, regra intrínseca a regimes de monopólio[52], incorre-se na perda de bem-estar social. Em ambos os casos, a atuação desregulamentada leva, pois, a situações ineficientes, do ponto de vista econômico;

[51] A operação abaixo do custo médio, todavia, pode ser aplicável caso haja o aporte de subsídios para a atividade (Baldwin & Cave, 1999). De qualquer forma, configura-se uma situação não sustentável *per se*.
[52] Vide, a este respeito, Fergunson (1987).

- *Monopólio natural fraco (temporário)*: prevalecendo a condição Preço= CM_g, a firma registra lucros, mas como $CM_g > C_{ME}$ - observada a partir de um dado nível de produção que não supre totalmente a demanda do mercado -, há estímulo para entrada de outra firma. Uma vez que o fator escala é um condicionante importante nesta indústria, a entrada de uma outra firma (situação de duopólio[53]), na verdade, pode-se configurar uma situação de instabilidade de oferta, já que o mercado não é totalmente atendido.

Um outro aspecto importante nos monopólios naturais refere-se à redução de custos proporcionadas pela presença de economias de escopo, conceito que envolve a situação que ocorre devido ao custo de ofertar dois ou mais produtos conjuntamente por uma única firma seja menor comparativamente ao custo do mesmo atendimento por "n" firmas separadamente. Assim, economias de escopo incentivam a redução do número de firmas presentes no mercado (Baldwin & Cave, 1999).

Esta característica torna ainda mais intrincada a tarefa do agente regulador do mercado gasífero (e das demais indústrias de rede) posto que a tomada de decisão adequada à missão deste agente depende, entre outros, do conhecimento dos preços dos serviços. Quando as firmas reguladas são multi-serviços - isto é, atuam no fornecimento de uma miríade de serviços para os quais existam economias de escopo[54] – a atribuição de custos a cada um destes serviços separadamente torna-se uma tarefa bastante difícil, dado o fato de este rateio de custos de cada serviço não ser tão evidente. Uma solução possível é analisar o comportamento dos custos marginais de cada serviço separadamente, mantidas as condições dos demais serviços inalteradas.

Uma forma alternativa de lidar com esta questão foi sugerida por Ramsey, conjugando aspectos quanto à elasticidade-preço da demanda de cada serviço com a aplicação de um "*mark up*"[55] sobre o custo marginal de cada um. A figura 1.5 ilustra a aplicação dos "preços de Ramsey" a uma firma multi-serviços com dois produtos, "a" e "b" em um monopólio natural. D_a e D_b correspondem às curvas de demanda para os serviços "a" e "b", respectivamente.

---

[53] Uma situação de duopólio ocorre quando duas firmas produzem a quantidade demandada pelo mercado a um custo inferior ao que seria observado caso fosse produzido por uma firma (Austvik, 2000).

[54] Por exemplo, uma firma que atue na distribuição de gás natural pode fazer proveito das obras civis e da estrutura de redes de distribuição já implantada ou a ser implantada, para passagem de cabos telefônicos e para provimento de serviço de TV a cabo, assim, rateando custos entre vários serviços. Visto de outra forma, o custo marginal para disponibilizar infra-estrutura adicional para outros serviços que não a distribuição de gás, é relativamente reduzido e observa-se neste caso facilmente que os custos de fornecer os mesmos serviços separadamente. Outra possibilidade de economia de escopo é aproveitar a mesma estrutura para cobrança de débitos relativos a estes serviços, uma vez que esta integração implica em ampliar, marginalmente, a tarefa dos profissionais que de outro modo, estariam envolvidos com o faturamento de contas de gás natural.

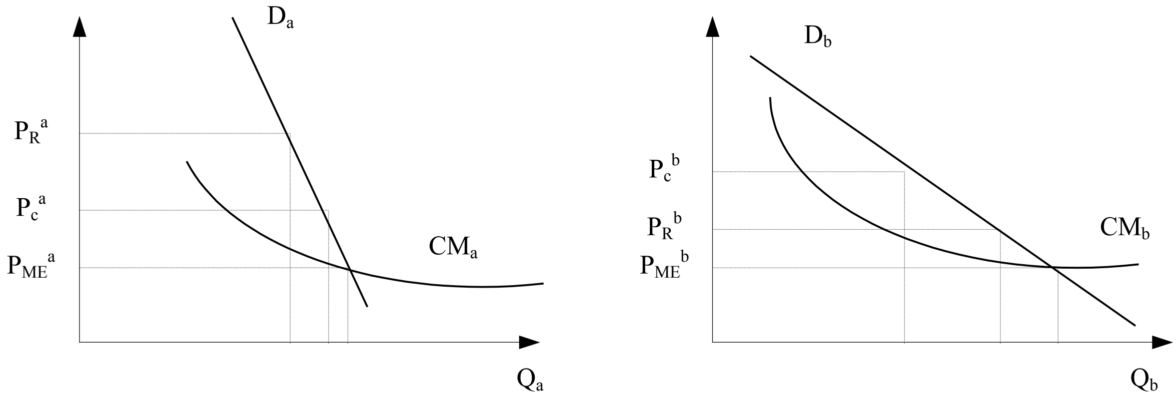


Figura 1.5: Estabelecimento dos preços de Ramsey para firmas multi-serviços em monopólios naturais (Fonte: Baldwin & Cave, 1999).

Uma solução possível para esta situação envolve a atribuição de uma margem "ε", proporcional ao valor de cada serviço, de modo que $P_{ME}^a = CM_a * (1 + \varepsilon_a)$ e $P_{ME}^b = CM_b * (1 + \varepsilon_b)$. Assim, o processo de formação dos preços P_c^a e P_c^b, mostrariam consistência com o conceito de operação num nível igual ou superior ao custo médio da firma, para uma empresa atuando em um monopólio natural. Ramsey, em sua formulação sugeriu que, ao invés do "*mark up*" proporcional apenas ao custo marginal do serviço, esta margem "ε" também dependesse da elasticidade-preço da demanda da mercadoria. Assim, no exemplo, a demanda do serviço "a" é menos elástica do que a do serviço "b", de modo que os preços de cada serviço fossem tais que $P_R^a > P_c^a$ e $P_R^b < P_c^b$, o que permite o aproveitamento de subsídios cruzados entre os serviços, a partir desta abordagem ao problema de firmas multi-serviços (Baldwin & Cave, 1999).

Adicionalmente, é mister ressaltar que as condições preconizadas para a obtenção da eficiência econômica[56] das atividades ligadas à indústria de gás natural não são plenamente atendidas, configurando-se assim, a existência de falhas de mercado[57]. A presença destas falhas em um mercado competitivo gera uma situação de ineficiência econômica e os preços do produto (gás natural) não refletem, por isso, os sinais mais adequados aos consumidores e produtores (Fergunson, 1987).

De fato, pode se apontar quatro razões para a existência de falhas de mercado no caso da indústria de gás natural:

---

[55] Margem.
[56] Maximização simultânea do excedente do consumidor e do produtor (Pindyck & Rubinfeld, 2002).
[57] Segundo Tolmasquim et al. (2000), estas podem se constituir em "*assimetrias informacionais, indivisibilidades, externalidades negativas e positivas, comportamento de conluio, economias de escala e escopo levando a monopólios naturais*".

- *Poder de mercado*: presente especificamente nas atividades de transporte a alta pressão e distribuição de gás canalizada, em decorrência da característica de monopólio natural destes elos da cadeia de gás natural;
- *Assimetria de informação*: deriva do fato de os consumidores não possuírem informações exatas acerca de condições de preços e qualidade do produto. A regulação destas falhas pode envolver a compulsoriedade de disponibilização da informação desagregada[58] aos potenciais consumidores – resguardadas questões de sigilosidade de informações específicas de empresas -, no caso das condições de preços. A qualidade do produto passa pela regulamentação de especificações deste energético, o que pode ser coberto por exigências de órgãos de normatização articulados com os órgãos que atuam na regulação econômica desta indústria;
- *Existência de externalidades*: as chamadas externalidades ocorrem quando as atividades de produção e consumo possuem efeitos indiretos sobre outras atividades na economia, não sendo refletidos no preço. No caso da indústria de gás natural, esta falha não é determinante, mas é digno de registro que a "internalização" das externalidades associadas ao uso de energéticos concorrentes – como o óleo combustível – pode contribuir para a competitividade econômica do uso do gás natural, em alguns cenários, como ver-se-à adiante, por alterar a relação de preços relativos entre o gás natural e os energéticos concorrentes (Tolmasquim et al., 2003a);
- *Bens públicos*: este é um ponto especialmente aplicável ao segmento de transporte e distribuição de gás natural. Define-se um bem público, segundo Pindyck & Rubinfeld (2002), como um bem cujo custo marginal de provê-lo a um consumidor adicional é zero, e que, uma vez disponibilizado, torna difícil a exclusão de novos consumidores. Esta situação propicia o surgimento de ambientes de mercado onde haja oferta insuficiente ou mesmo inexistente do bem. Assim, regimes de concorrência perfeita, conduzem, neste caso, à subprodução e ao subconsumo dos bens públicos (Fergunson, 1987). A transposição deste tipo de barreira envolve normalmente a atuação do Estado, seja através do fornecimento direto do bem ou por meio de estímulos que incentivem as empresas a produzi-los. Retornando ao segmento de transporte e distribuição de gás natural, tal é o caso da situação de livre acesso a um gasoduto em regime de

[58] Isto envolve, por exemplo, a apresentação da tarifa de gás natural em suas componentes, de modo que se possa aferir de forma mais visível o efeito e a participação de parcelas devidas à "*commodity*" e transporte na formação desta tarifa. Corresponde, neste caso, ao conceito de "*unbundling*" ou, equivalentemente, "desacoplamento" (este último termo, tradução livre).

concorrência perfeita. Neste caso, não haveria barreiras à entrada de novos ofertantes de gás natural, através da utilização de capacidade ociosa existente, uma vez que as características de indústria de rede impõe o crescimento da infra-estrutura além da demanda existente, como já colocado anteriormente. Entretanto, é este ambiente que torna propício o surgimento de comportamentos oportunistas – denominados também de "caronas" ou "*free riders*", isto é agentes econômicos que subestimam o valor do produto, incorrendo em riscos menores do que o agente que efetivou os investimentos e, portanto, assumiu integralmente os riscos de mercado, associados à estruturação do projeto, obtenção de financiamento, pagamento das parcelas de amortização do investimento na infra-estrutura e ações de desenvolvimento da demanda, entre outros. Por outro lado, uma possibilidade de ação para mitigar comportamentos oportunistas pode ser o estabelecimento de tarifas de transporte em níveis que permitam internalizar o risco do investidor e a qualidade de acesso por parte dos terceiros. O estabelecimento de uma tarifa com estas características pode desincentivar a entrada de "*free riders*".

Colocados todos estes aspectos relacionados às indústrias de rede, geram-se condições quanto ao comportamento racional dos agentes econômicos que não garantem o atingimento de uma situação ótima do ponto de vista econômico. Assim, justifica-se, à luz da teoria neoclássica, a necessidade de intervenção governamental em mercados com estas características[59], seja através de investimento direto, seja atuando como regulador. Neste ponto, é conveniente avaliar o tipo de ação a ser empreendida pelo Estado no que tange à sua indústria gasífera.

1.3.5 Atributos de redução de risco na indústria de gás natural

Como se percebe na figura 1.1 (vide o item "Estrutura geral da indústria de gás natural"), a cadeia produtiva do gás natural é composta por uma miríade de agentes econômicos, desde a sua etapa de estudos exploratórios até o seu consumo final. Logicamente, esta miríade de atores dependerá, em grande parte, das estratégias das empresas do setor energético envolvidas nesta atividade, bem como o arcabouço regulatório vigente para uma dada região. Como várias vezes já frisado neste texto, ao desenvolvimento de infra-estrutura de oferta de gás natural estão associados investimentos em ativos específicos, tanto no que tange à oferta quanto à demanda.

---

[59] Aliás, foi Alfred Marshall que observou que as atividades de infra-estrutura, os rendimentos de escala apresentavam comportamento crescente em qualquer faixa de mercado (quantidade produzida), tornando assim a presença de uma só empresa justificável, dado que permitiria melhor aproveitamento das economias de escala – outra característica inerentes aos setores de infra-estrutura – sendo uma estrutura de mercado mais adequada, desde que adequadamente

A estrutura da indústria de gás natural mostra, neste sentido, um terreno fértil para a existência de conflitos, sinalizados pela presença de riscos associado à:

- *Riscos exploratórios*: inerentes à atividade de E&P, associam-se às atividades análise de dados sobre as estruturas geológicas às quais se associam probabilidades de ocorrência de depósitos de petróleo e/ou gás natural, havendo por isso, probabilidades de sucesso;
- *Riscos mercadológicos*: associados ao desenvolvimento da demanda nos mercados-alvo, uma vez que a infra-estrutura cresce à frente desta demanda. Isto impõe operação em capacidade ociosa substancial nos primeiros estágios de vida do projeto implantado e recentemente, a estratégia de desenvolvimento antecipado da demanda de gás natural vem sendo utilizada a partir do conceito de “gasodutos virtuais”, que nada mais são do que o transporte de GNC em modal rodoviário. Assim, quando a expansão da rede de distribuição ocorrer para uma dada localidade, encontrará um consumidor acostumado a utilizar gás natural como insumo;
- *Riscos institucionais/regulatórios*: relacionados à estrutura regulatória adotada pelo Estado para a organização industrial de sua indústria natural. Neste sentido, a existência de lacunas em temas de interesse para expansão de malhas pode se constituir num inibidor de investimentos de infra-estrutura. Estas lacunas incluem, por exemplo, a captura do regulador pelo regulado, assimetrias de informação etc.;
- *Riscos econômicos*: associados ao porte dos investimentos demandados, estão intimamente ligados à regulação econômica adotada pelo Estado – porquanto determina os possíveis arranjos entre agentes do mercado, podendo-se gerar práticas discriminatórias entre agentes, o que influencia a competitividade ecomômica do gás natural. Também se associa aos riscos cambial e do empréstimo para financiar a implantação do projeto, bem como os riscos e incertezas envolvidos nas componentes que determinam o preço do gás natural. Por exemplo, a vinculação da evolução de preços do gás natural de acordo com mercados produtores com elevado grau de instabilidade política, como o Oriente Médio, faz com que se introduza um componente de volatilidade no preço.

A já aludida necessidade de investimentos vultosos na infraestrutura de produção e transporte de gás natural, que exige grau de compromisso mais rígido entre ofertantes e consumidores, é internalizada em contratos através dos prazos longos de vigência, normalmente

regulada, para maximizar o bem estar social. Neste caso, a escala mínima de eficiência é atendida em um nível maior ou igual à totalidade do mercado (Cecchi et al., 2001).

compreendidos entre 20-25 anos, renováveis ou não após o encerramento do contrato (Percebois, 1989). Ademais, nestes contratos aponta-se a existência de duas parcelas de consumo de gás: o volume contratado (V_0) e um volume de "*take or pay*" (V_{tp}), correspondente à: $V_{tp}= \chi_{tp} * V_0$, onde χ_{tp} é um fator relacionado à proporção entre o volume "*take or pay*" e o volume total contratado, variando entre 0 e 1. Valores de χ_{tp} maiores indicam maior rigidez nos contratos de gás. Do ponto de vista do comprador do gás, de forma análoga, alguns contratos também prevêem cláusulas de compromisso de fornecimento, denominadas "*deliver or pay*", sendo o produtor obrigado a garantir o fornecimento de gás numa quantidade mínima. Em caso contrário, pode estar sujeito a multas pelo não cumprimento desta cláusula. Este tipo de exigência tem o papel de garantir o abastecimento do comprador de gás, que normalmente efetua investimentos na aquisição de novos equipamentos, conversão/adaptação de antigos equipamentos, etc. Comparando-se os dois mecanismos, basicamente se constituem em atributos para redução do risco de "não fornecimento" e "não consumo".

Finalmente, cabe citar a existência de outras cláusulas em contratos de fornecimento de gás natural, normalmente presentes e relacionadas principalmente à eventos de ruptura possíveis entre as relações entre ofertante e consumidor (Percebois, 1989):

- *Cláusulas de "força maior"*: o que permite a uma das partes ficar dispensada de suas obrigações contratuais, por motivos excepcionais, como guerras, condições climáticas adversas, e dificuldades técnicas. Neste último caso, existe a possibilidade de dubiedade naquilo que se convenciona chamar de "dificuldades técnicas", cuja definição deve ser bem clara;
- *Cláusulas de arbitragem*: definem o foro na dirimição de conflitos, que pode ser na sede do país importador/exportador, um país neutro ou, ainda, um organismo internacional qualificado para este assunto.

1.4- *Aspectos econômicos na formação do preço do gás natural*

1.4.1 Condições de contorno

O principal aspecto do equacionamento econômico de um mercado de gás natural passa pelo estabelecimento de um nível de tarifas que permita simultaneamente atender às seguintes restrições (Percebois, 1989): (1) aos produtores e transportadores de gás remunerar os investimentos realizados em infra-estrutura; (2) ao distribuidor de gás natural cobrir seus custos de transporte,

regaseificação eventual, estocagem e distribuição e; (3) ao consumidor final, substituir de maneira competitiva as fontes de energia utilizadas correntemente.

Uma das forças essenciais na formação do preço do gás natural é a estrutura de mercado vigente em uma dada região de consumo. Isto impacta a alocação do que se convenciona chamar "renda gasífera"[60] sendo este ponto, o mais polêmico dentro dos contratos de fornecimento de gás natural. Imperfeições de mercado tem estrita relação com alocação desta renda gasífera fora do ponto ótimo social. Portanto, a estruturação dos contratos de gás, além de refletir as características do mercado gasífero *per se*, também reflete a estrutura de mercado presente na região de consumo, uma vez que normalmente prevalecem as condições daqueles agentes com maior poder de barganha num dado mercado (Percebois, 1989). Como já se asseverado neste texto, a competitividade do uso do gás natural é vulnerável às opções substitutas existentes no mercado, sendo sua penetração numa matriz energética inerentemente objeto de conflito de interesses (Santos, 2002).

A discussão do nível de preço se trata, pois, do ponto crucial ao estabelecimento de um mercado gasífero (Percebois, 1989; Szklo, 2001), justificada pela característica inerente de competição do gás natural, definida por custos. À medida que ocorre a internalização de determinados benefícios ambientais e agregação de valor à produção, pode-se eventualmente deslocar ligeiramente este eixo de competição por preço, possibilitando a criação de um pseudo-mercado cativo. A questão do preço do gás é tão importante que, em alguns setores, o aumento do preço do gás surte imediatamente o efeito de busca de substituição, com é o caso da indústria de cerâmica, cuja alternativa para a queima direta é o emprego da lenha, muito embora a qualidade do produto seja superior utilizando-se gás natural (Senai, 1998; Pontes, 2002). A percepção de certos fatores como esta maior qualidade do produto a princípio, estimo, depende também do perfil de produtos que uma empresa possui, isto é, para aquelas que produzem produtos de alto valor agregado[61], a percepção da importância do uso do gás no seu processo pode possuir maior importância e ser menos elástica em relação ao preço do gás, comparativamente a empresas cujo portfólio de produção seja composto principalmente de produtos de menor valor agregado, como tijolos e telhas, por exemplo. Por fim, cabe ressaltar que esta análise de formação de preço de gás subsidia o estabelecimento da metodologia de análise a ser empregada nesta tese.

---

[60] Correspondente ao valor do preço final ao consumidor, descontados os custos de exploração, transporte, estocagem e eventual liquefação/regaseificação do gás (Percebois, 1989).
[61] Como, por exemplo, produção de cerâmica branca para exportação.

1.4.2 Commodity

O estabelecimento das condições do preço-base do gás bem como sua evolução futura, normalmente é o ponto mais complexo na negociação entre os agentes presentes no mercado. Usualmente, o preço-base refere-se ao preço FOB na fronteira do país exportador, na data de assinatura do contrato. A evolução destes preços normalmente vincula-se à evolução dos preços de energéticos concorrentes do gás natural. A escolha do energético substituto, seja esta em cima de um único energético ou uma cesta de energéticos, é uma das questões pertinentes a este tipo de abordagem.

Assim, a escolha da evolução do óleo bruto como energético de referência, ao mesmo tempo em que reduz a vulnerabilidade do preço do gás à intervenção do Estado no mercado energético, traz como desvantagem a vulnerabilidade interna a questões externas ao mercado consumidor local. Perde-se, nestas condições, graus de liberdade para a elaboração de políticas energéticas. Neste contexto, o preço do gás natural fica sujeito às configurações de poder observada entre os produtores mundiais de gás natural sendo, por exemplo, afetado por ações de cartéis de fornecedores de petróleo como a OPEP. De fato, sendo a precificação tanto do gás natural quanto de alguns energéticos substitutos indexada ao nível internacional dos preços do petróleo, passa a ser a competitividade do gás natural influenciada pelos mesmos fatores que influenciam o preço do petróleo, como coloca Nunes (2000): (i) estrutura de mercado do petróleo; (ii) o grau de integração e comluio entre os agentes econômicos; (iii) expectativas dos agentes em relação ao futuro; (iv) graue ritmo de desenvolvimento tecnológico e geológico; (v) as relações político-econômicas e o seu reflexo na estabilidade das regiões produtoras e consumidoras, entre outros. Todos estes fatores configuram, pois, a vulnerabilidade do preço do gás natural fundamentalmente, pois, aos interesses e objetivos dos agentes dominantes no mercado mundial de petróleo.

Por outro lado, ao se optar pela competição com energéticos diretamente concorrentes no mercado, a fragilidade desta escolha reside na possível influência de intervenções governamentais sobre os preços de fontes, o que, a princípio, é menos vulnerável no caso do bruto. Seja qual for a opção, esta escolha será essencialmente determinada pelo já aludido poder de barganha relativo entre os agentes econômicos presentes no mercado.

Uma possibilidade para contornar a vulnerabilidade do preço do gás natural à oscilação dos preços internacionais do óleo bruto é adotar uma estratégia de diversificação dos mercados adotados como referência para esta evolução de preços, o que permite escolher as cotações nos mercados julgados mais convenientes. Novamente, a ponderação realizada entre estes mercados poderá originar assimetrias na distribuição dos benefícios desta negociação e refletirá o poder de barganha

de cada um dos atores. Uma componente adicional para compor uma fórmula de indexação do preço do gás pode incluir, ainda, a variação média dos preços do bruto no mercado "*spot*". Mercados localizados em estágios iniciais de desenvolvimento, cujos investimentos em infra-estrutura não estejam adequadamente equacionados economicamente e cuja competitividade esteja limitada a restrições de cunho sistêmico[62], tendem, a princípio, rejeitar este tipo de lógica, pelo menos até que o mercado atinja maior grau de maturidade.

Esta estratégia de diversificação dos mercados de referência pode ser analisada a partir da experiência da Comunidade Européia na negociação de contratos de fornecimento de gás (Percebois, 1989), onde duas fórmulas de evolução deste preço foram adotadas:

$$P(t)= P_0 * \sum \alpha_i * F_i(t)/F_i(0) \ \Lambda \ \sum \alpha_i = 1,0 \qquad \text{(I)}$$

$$P(t)= P_0 +(C(t) - C(0)) \qquad \text{(II)}$$

Na indexação proposta pela fórmula (I), os coeficientes α_i correspondem a um fator de ponderação relacionado à importância atribuída a cada um dos mercados de referência. Exemplificando, se a indexação se relacionar a dois brutos de referência, esta fórmula será composta por dois termos, multiplicados pelo preço base, P_0, normalmente dado em US$/MMBTU. A determinação deste preço base será um dos temas abordados adiante. Esta fórmula permite, por exemplo, privilegiar o impacto da variação de preços de óleos brutos oriundos de um dado mercado em detrimento de outro. Desta forma, se um mercado é considerado muito instável, menor ponderação pode ser atribuída a ele, ou mesmo, ser excluído, reduzindo a vulnerabilidade do comprador em relação a um determinado grupo de fornecedores de gás natural. A parcela $F_i(t)$ corresponde à média aritmética das cotações do produto "i"nos "n" meses anteriores, sendo $F_i(0)$ o preço base do produto indexador na época da assinatura do contrato. O efeito desta média na determinação dos preços dependerá do grau de dispersão da evolução dos preços por período, uma vez que grandes oscilações podem introduzir grandes desvios padrão na distribuição destes preços. Trata-se de uma fórmula que tende a atenuar variações de preços, o que contribui para amenizar o efeito de volatilidade dos preços do gás natural.

A fórmula (II), apesar de mais simples, apresenta-se inconveniente para o ofertante de gás, quando a variação da média entre os preços de uma dada cesta de brutos, nos "n" meses anteriores C(t) for menor do que o preço base, C(0), observando-se a redução dos preços de venda do gás

[62] Como por exemplo, no caso do uso a que se destina o gás natural competir com um contexto de um parque gerador elétrico com despacho otimizado e centralizado, predominantemente hidroelétrico, como é o caso do Brasil.

natural. Tal situação é possível no caso em que o contrato for assinado em época de alta de preços do bruto, representando um valor de C(0) elevado, gerando preços FOB negativos, caso a variação entre o preço base na entrada em vigor do contrato e o preço do produto indexador for maior do que esta média aritmética.

Outro aspecto importante no estabelecimento do preço do gás refere-se à escolha da moeda de regulação para reger o contrato, podendo ser adotado o dólar americano, como também é possível a utilização da moeda local do comprador de gás. A escolha da moeda de regulação além do grau de impacto sobre a evolução do preço do gás, também deve estar atenta ao grau de risco cambial. Este risco representa mais um elemento de incerteza na avaliação de trajetórias possíveis para o preço do gás o que é um aspecto-chave para o desenvolvimento do mercado gasífero. No caso brasileiro, por exemplo, uma das barreiras a investidores privados neste caso é incerteza quanto à evolução dos preços relativos entre gás natural/eletricidade, uma vez que isto impacta diretamente as receitas do projeto, composta pela venda da eletricidade gerada, dada na moeda brasileira e os custos operacionais do empreendimento, relativos à aquisição de gás natural, com preços atrelados ao dólar (Tolmasquim et al., 1999). Desta forma, esta escolha deverá contemplar possíveis descompassos entre receitas e custos de um projeto.

Ainda a respeito da formação dos preços-base do gás natural, é mister registrar, ainda, no mercado norte-americano de gás natural, a prática de cláusulas que impõe homogeneidade do preço de gás natural dentro de uma região geográfica delimitada para contratos de fornecimento de gás natural na década de 80 (Percebois, 1989). Neste caso, o que se busca é uma abordagem não discriminatória entre os consumidores locais, estipulando-se igualdade de tratamento entre os consumidores.

A discussão da evolução do preço do gás natural até aqui considerada relaciona-se ao conceito de *indexação de preços* de energéticos, definido em Percebois (1989). Este conceito significa que a variação dos preços do gás acompanha a variação de preços da cesta de energéticos tomada como referência. Um outro conceito de atrelamento de preços do gás a energéticos concorrentes é possível e, definido pelo mesmo autor, denominando-se *alinhamento de preços*. Segundo este conceito, o preço é equivalente em base calorífica. Estabelecer a equivalência de preços em função do poder calorífico, embora permita estabelecer um preço energeticamente equivalente, não necessariamente considera os custos da cadeia de produção.

Uma possível variante ao conceito acima delineado para alinhamento de preços é a equivalência do preço em função da tecnologia final utilizada, considerando-se a eficiência de conversão final do equipamento. Em função do equipamento, altera-se a disponibilidade energética para o usuário final. A dificuldade de ordem prática que se coloca neste caso é o estabelecimento de

uma base tecnológica comparável, por exemplo, quando a tecnologia empregada não for bi-combustível. Neste caso, configura-se a necessidade de mudanças tecnológicas ao nível do usuário final. A consideração de saldos de investimentos entre o equipamento de utilização do energético concorrente e o equipamento baseado em gás natural passa a ser importante. O aspecto mais crítico, entretanto, nesta proposta é a sua abordagem e não necessariamente permite a alocação mais adequada da renda gasífera ao longo da cadeia de produção/transporte/distribuição, isto é, não não necessariamente reflete os custos da cadeia de oferta de gás natural.

1.4.3 Transporte

O primeiro condicionante na determinação dos custos de transporte de gás natural refere-se à tecnologia adotada para o atendimento do mercado-alvo de gás natural. Como vimos anteriormente, existem alguns indicadores que sinalizam a atratividade da adoção de uma ou outra forma de transporte, seja ela através de gasodutos de transporte de gás natural, seja ela através de tecnologia de liquefação de gás natural. Deter-nos-emos a avaliar estas opções de oferta a seguir, do ponto de vista econômico.

Um comentário assaz relevante relaciona-se ao fato de o custo de transporte do gás natural apresentar peso bastante representativo no preço final do gás. Em alguns casos, os custos devido ao transporte de gás natural representam até 50% dos custos fixos (Tolmasquim et al., 2000). Exatamente por esta característica, grande atenção é dada a ações que possibilitem reduzir este custo, e estratégias para este fim incluem a concentração temporal e espacial da demanda de gás natural, como veremos adiante. Dado o nível de investimento requerido para dispor de infra-estrutura de oferta de gás natural – e conseqüentemente, do risco associado a estes investimentos -, também é mister destacar o peso da adoção de estratégias de antecipação da demanda, de modo a minimizar o risco associado ao desenvolvimento do mercado (vide, neste aspecto, o ítem “Atributos de redução de risco na indústria de gás natural”).

1.4.3.1 Utilização de gasodutos de transporte à alta pressão

Como já asseverado anteriormente, os custos incorridos nos investimentos em gasodutos de transporte de gás natural à alta pressão constituem-se, fundamentalmente, na parcela relativa às tubulações e às estações de recompressão, necessárias para recomposição das perdas de carga oriundas do transporte físico do gás natural. Deve-se, ainda, somar a parcela relativa às perdas de gás natural no processo. Caso não houvesse estações de recompressão posicionadas ao longo do trajeto do gasoduto, haveria necessidade de aumento do diâmetro da tubulação empregada, para

reduzir a extensão destas perdas. Em decorrência desta característica, a primeira implicação sobre o custo de investimento recai na existência de uma troca compensatória[63] entre o investimento em tubulações e o investimento em estações de recompressão. Assim, no dimensionamento dos gasodutos de transporte pode-se optar por: (1) maior diâmetro da tubulação e menor número de estações de recompressão; (2) menor diâmetro de tubulação e maior número de estações de recompressão. Assim, utilizando um diâmetro de tubulação maior, reduz-se a necessidade do número de estações recompressoras para recomposição das perdas de carga no transporte. Ao contrário, utilizando-se um diâmetro de tubo menor, há a necessidade de posicionamento de maior número de estações recompressoras ao longo do trajeto do gasoduto para que o gás mantenha as características fluidodinâmicas adequadas ao seu transporte. O comportamento genérico do "*trade off*" entre diâmetro de tubulação (item de custo fixo) e número de estações recompressoras é ilustrado na figura 1.6.

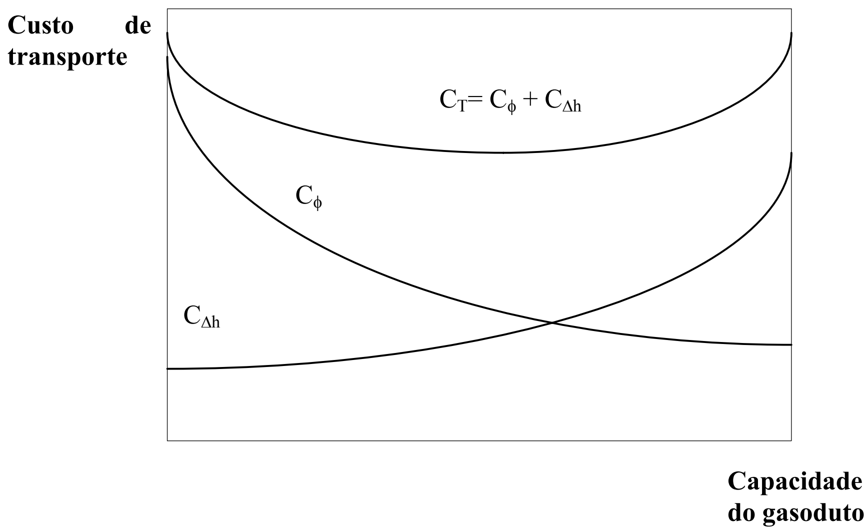


Figura 1.6: Representação esquemática do **c**omportamento do custo total (C_T) de transporte em um gasoduto em função do custo fixo da tubulação (C_ϕ) e do custo variável de recompressão do gás ($C_{\Delta h}$).
Fonte: Hafner & Nogaret (1995)

Usualmente, os custos unitários associados ao investimento em tubulações de transporte e distribuição de gás (apresentados em US$/m.pol) e podem ser decompostos em três parcelas (Hafner & Nogaret, 1995):

---

[63] Do inglês, "*trade off*".

- *Custo de material*: correspondente ao aço (gasodutos de alta pressão) ou PEAD (gasodutos de baixa pressão) utilizados, sendo proporcional ao diâmetro da tubulação. Adita-se que em alguns regulamentos relativos à segurança da atividade, também é imposta a observância de valores mínimos de diâmetro;
- *Obras civis*: compreendendo a preparação do terreno, obras para abertura de valas para assentamento das tubulações, acomodação das mesmas, soldagem, aterramento e recuperação do local;
- *Diversos:* compondo despesas complementares à instalação do gasoduto, compreendem custos com revestimento interior e exterior da tubulação – visando melhorar propriedades de transporte bem como proteger a tubulação da corrosão -, impostos incidentes sobre mão-de-obra, taxas públicas e outros.

Na figura 1.7 pode ser observado o comportamento dos custos unitários de investimento para gasodutos localizados em território norte-americano em 2000, numa faixa de diâmetro entre 6 a 48 polegadas, envolvendo aproximadamente 115 projetos implantados nos EUA. Como se observa, existe substancial variação entre os valores, não sendo adequado traçar uma linha de tendência em função das especificidades presentes em cada projeto, como, por exemplo, necessidade de travessia em rios ou mares, estradas, vias férreas, estruturas tributárias e custos de mão-de-obra locais diferenciados. Alencar (2000), entretanto, mostra um comportamento mais bem comportado para os custos de investimento em tubulações de transporte o que, embora não explicitado, pode se dever à comparação de projetos de gasodutos com o mesmo perfil quanto às condições de implantação (figura 1.8).

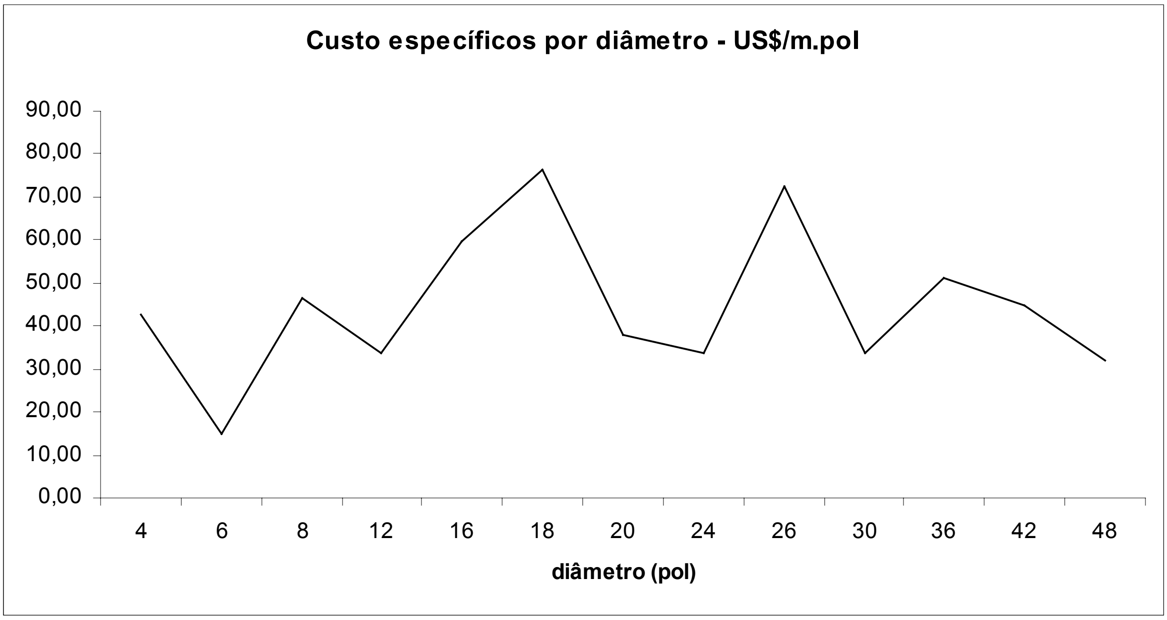


Figura 1.7: Variação do custo unitário de investimento em tubulações de transporte de alta pressão para projetos implantados nos EUA em 2000 (Fonte: True, 2000).

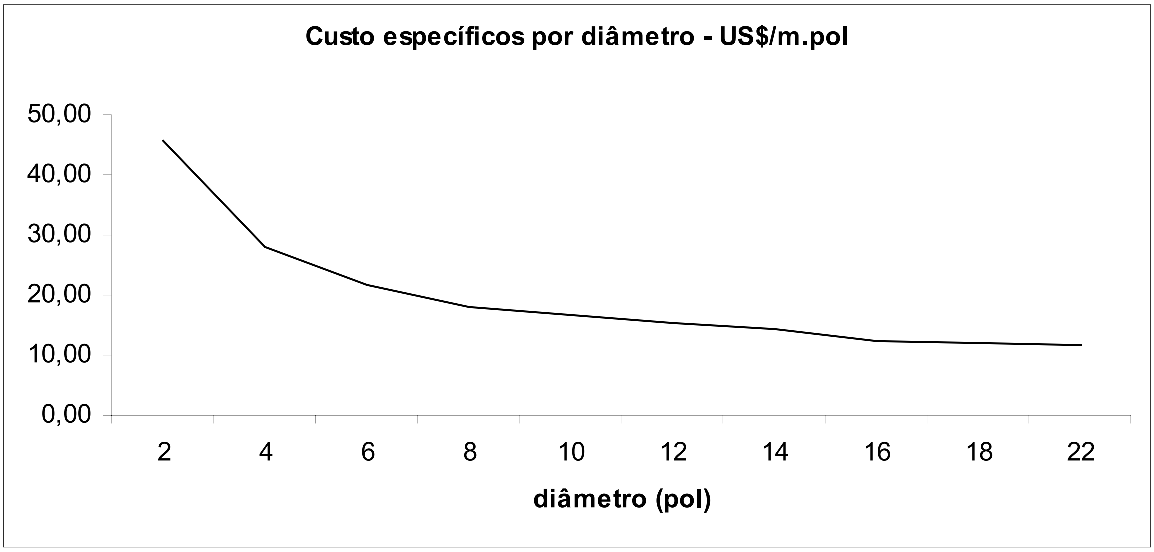


Figura 1.8: Variação do custo unitário de investimento em tubulações de transporte de alta pressão para projetos implantados no Brasil (Fonte: Alencar, 2000).

No que tange aos custos de investimento relativos às estações recompressoras do gás, a estimativa de custos associados pode ser realizada também com a decomposição em três parcelas:

- Uma parcela fixa englobando os custos da empresa transportadora/carregadora e serviços gerais;
- Uma parcela proporcional à potência de compressão instalada;

- Uma parcela dependente do diâmetro da tubulação de transporte.

Estima-se que os custo anual de operação devido à recompressão corresponda a aproximadamente 3 a 5% do investimento total, distinguindo-se as despesas de energia e com os custos de manutenção e pessoal. A energia demandada para recompressão do gás mostra dependência, além da potência das estações, também das condições de exploração da jazida e das características da demanda que determinam o nível de solicitação dos equipamentos de recompressão. Em uma primeira aproximação, pode-se dizer que a demanda de energia para recompressão varia aproximadamente com o fator de carga[64]da instalação de transporte de gás.

A determinação das características ótimas de uma instalação de transporte de gás natural envolve, basicamente, a otimização de três variáveis: (i) o diâmetro da tubulação; (ii) a taxa de recompressão "r" adotada[65]; (iii) a pressão máxima de operação (p_{ϕ}). Destas três variáveis, a sensibilidade do custo de transporte mostra-se muito fraca com relação à pressão de operação do gasoduto e a relação pressão *versus* custo de transporte na região compreendida entre 70 e 100 bar é praticamente uma reta paralela ao eixo da pressão. Assim, a otimização econômica de uma rede de transporte envolve essencialmente a resolução de um problema de duas variáveis.

Normalmente, o custo de transporte mínimo é obtido quando se observam as seguintes condições (Hafner & Nogaret, 1995):

1. Manutenção de um diâmetro de tubulação constante ao longo do trajeto do gasoduto, o que impacta dois aspectos: (i) custo unitário de investimento mais homogêneo, possibilitando o aproveitamento de economias de escala de maneira mais uniforme; (ii) redução do nível de perda de energia de escoamento, pois diminuem-se as reduções de seção ao longo deste trajeto;
2. Manutenção de espaçamento regular entre as estações de recompressão, o que garante dimensionamento mais homogêneo da potência destas estações, possibilitando melhor aproveitamento das economias de escala;
3. Operação a uma taxa de recompressão uniforme ao longo do percurso, à exceção do ponto de entrada do gasoduto. A razão disto se deve, igualmente, aos efeitos de escala presentes no dimensionamento de estações, e à otimização dos custos com energia de recompressão, evitando-se um esforço de recompressão heterogêneo ao longo do percurso.

---

[64] Equivalente à razão entre a demanda média e a demanda máxima de gás, analogamente ao observado para o fator de carga nos setor elétrico.

[65] Esta taxa de recompressão é definida pela seguinte relação: $r= p_2/p_1$, onde p_2 é a pressão após a recompressão e p_1 corresponde à pressão na entrada do equipamento.

Um aspecto assaz relevante diz respeito ao impacto o impacto do perfil de consumo local sobre os custos de transporte envolvidos para o atendimento de um dado mercado gasífero. Vejamos o caso de uma região cuja demanda concentrada de gás natural seja equivalente a 10 Mm^3/dia. Vamos analisar o que ocorre com as tarifas de transporte considerando-se apenas a recuperação dos investimentos realizados. Na figura 1.9 e na tabela 1.4, pode-se observar o impacto do perfil individual da demanda de gás natural sobre os custos de transporte de gás natural.

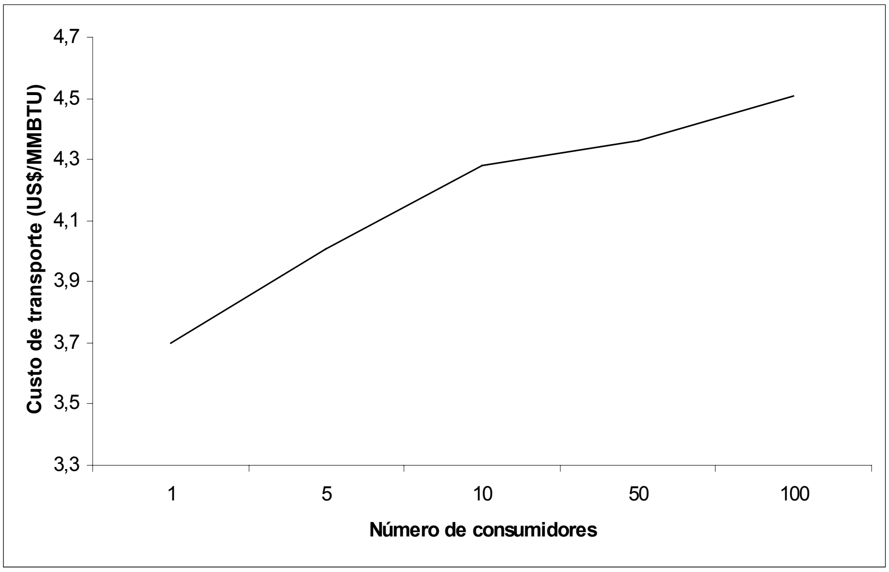


Figura 1.9: Comportamento dos custos de transporte para uma demanda regional de 10 Mm^3/dia em função do número de consumidores.

Nota: resultados assumem as seguintes hipóteses: (i) preço do gás natural no "*city gate*": US$ 2,6/MMBTU; (ii) taxa de desconto: 15% a. a.; (iii) vida útil do gasoduto: 20 anos; (iv) extensão do ramal: 50 km; (v) pressão de entrada do gás no "*city gate*": 35 kg_f/cm^2; (vi) pressão de entrega do gás ao consumidor final: 10 kg_f/cm^2; (vii) custo anual de O &M: 3% do investimento total, conforme indicado em Hafner & Nogaret (1995).

Tabela 1.4: Impacto econômico sobre a distribuição de gás natural a média pressão em função do perfil quantitativo dos consumidores.

Número de consumidores	Porte individual da demanda (Mm^3/dia)	Diâmetro da tubulação[1] (pol)	Tarifa de distribuição[2] (US$/MMBTU)	Investimento por ramal (US$ milhões)	Investimento total (US$ milhões)
1	10,0	22	1,09	27,2	27,20
5	2,0	12	1,40	19,2	96,00
10	1,0	9	1,67	17,6	176,00
50	0,2	5	1,75	10,1	505,00
100	0,1	4	1,90	8,40	840,00

Notas: 1-Valores estimados a partir do método de Weymouth modificado (McAllister, 1998); 2- considerando apenas a parcela imputável aos investimento realizado nas tubulações de transporte e estações recompressoras. Valores obtidos pela aplicação do método do fluxo de caixa descontado a 15 % a.a., assumindo-se vida útil das instalações igual a 30 anos.

Fonte: elaboração própria

Neste sentido, caminha-se para uma tendência crescente de custos de transporte de gás natural à medida em que se pulverizam os consumidores tanto espacialmente quanto no que tange ao seu porte de demanda, o que pode levar a atingir um ponto onde não haja competividade do uso do gás natural para o consumidor final – lembrando sempre que para o consumidor, a análise preponderante envolve uma lógica "*net back*", isto é, o consumidor compara o preço do gás com o energético substituito. Uma sugestão à mensuração desta capilaridade é adotar um indicador do tipo "real investido por unidade de consumo de gás natural", por exemplo, dado em R$/$Mm^3$/dia. Calculando-se este indicador com os dados apresentados a partir da tabela 1.4 e com uma taxa de câmbio equivalente a R$ 3,0/US$, temos os resultados apresentados na tabela 1.5, observando-se claramente o "esforço" de capital demandado à medida em que se pulveriza o número de consumidores de gás natural, para uma dada demanda.

Tabela 1.5: Indicador sugerido para medir capilaridade da demanda de gás natural.

Número de consumidores	R$/$Mm^3$/dia
1	8,2
5	144,0
10	528,0
50	7.575,0
100	25.200,0

Fonte: elaboração própria

Além do efeito sobre o custo de transporte, um efeito bastante importante sobre investimentos na construção de gasodutos de transporte de gás natural refere-se ao aporte de capital demandado para efetivar estes investimentos. Retornando ao exemplo ilustrado na figura 1.9 e na tabela 1.4, as economias de escala envolvidas nestes investimentos mostram substancial redução da necessidade deste aporte quanto mais a demanda se concentra em um reduzido número de consumidores, mantida a demanda total regional constante. Isto significa que consumidores que apresentem demandas individuais de gás natural maiores permitem que o gás natural chegue ao mercado com preço mais reduzido o que, efetivamente, aumenta sua probabilidade de competir com energéticos substitutos. Também significa que, dada a escassez de capital presente na economia brasileira, a priorização ao atendimento a um grupo muito grande de consumidores com porte individual de demanda por gás reduzido pode simplesmente se inviabilizar pela indisponibilidade de capital para financiar estes projetos.

Por fim, dada estas constatações, a orientação seguida aqui - uma vez que nos propomos a avaliar alternativas à "âncora" termelétrica - é a de buscar avaliar aqueles usuários com maior porte individual de demanda. Não excluímos a necessidade de se avaliarem estratégias de atendimento ao mercado consumidor de pequeno porte, mas estamos priorizando segmentos cuja característica se mostre desejável ao desenvolvimento da demanda por gás com menor grau de capilaridade. A título de ilustração, apresentamos na tabela 1.6 o porte individual típico de demanda de gás para alguns segmentos da economia. Embora o perfil individual da demanda de estabelecimentos pertencentes ao setor terciário (hotéis e hospitais) seja assaz reduzido, o nosso interesse se justifica justamente pelo perfil qualitativo da demanda de energia nestes usuários, o que introduz condicionantes diferentes para a realização da demanda de gás natural, comparativamente ao setor industrial.

Tabela 1.6: Demandas típicas de gás natural em vários segmentos da economia brasileira.

Consumidor	Aplicação	Demanda (Mm^3/dia)
Termelétrica	geração de eletricidade[1]	1,4
Setor industrial		
Indústria química	geração de calor[2]	0,4
Indústria química	cogeração[2]	0,5
Setor comercial		
Hotel	geração de calor	$2,1*10^{-2}$
Hospital	cogeração[3]	$9,9*10^{-2}$
Consumidor residencial brasileiro	aquecimento e cocção	4,3E-7

Nota: 1- Baseado numa termelétrica com potência instalada de 600 MW, com fator de capacidade igual a 0,4, eficiência de geração de 40% e PCI do gás natural de 8.800 kcal/m^3; 2- Corresponde a uma planta de produção de tereftalato de polietileno. A demanda de gás para cogeração se baseia numa potência instalada de 79,6 MW; 3- Hospital de grande porte com sistema de cogeração com potência de 3 MW associado a sistema de refrigeração por absorção de um estágio.

Fonte: elaboração própria.

1.4.3.2 Transporte de gás natural liquefeito

Um projeto de exploração de jazidas gasíferas cuja destinação é o comércio de gás natural liqüefeito (GNL) envolve restrições bem maiores do que aquelas observadas para o escoamento através de gasodutos de transporte a alta pressão. De fato, adita-se aí a necessidade de investimentos adicionais em unidades de liquefação, navios metaneiros e unidades de regaseificação o que acabam por produzir um substancial impacto no porte do investimento demandado. Assim, a mesma rigidez observada na viabilização econômica de jazidas de gás utilizando gasodutos de transporte ocorre em projetos de GNL, implicando na demanda de reservas dedicadas ao projeto, ao longo da vida útil.

A especificidade ainda maior dos ativos envolvidos em projetos de GNL reflete-se nos custos associados ao seu uso. De fato, as seguintes observações são pertinentes a cada etapa do processo (Gasnet, 2004):

- *Exploração de jazidas*: dada a competição do gás natural se dar, essencialmente, através de custos com energéticos substitutos, é relevante que os custos de exploração sejam os mais reduzidos possíveis e o custo de US$ 1/MMBTU é apontado com um limite para esta etapa da produção do gás natural;
- *Liqüefação*: compreendendo as instalações liquefação do gás, propriamente dita, além de tanques de estocagem do mesmo, trata-se de uma etapa assaz dispendiosa. Por esta razão, todo esforço é desenvolvido no sentido de reduzir custos nesta etapa da cadeia do

GNL e a capacidade destas instalações envolve cálculos que consideram o volume de produção da unidade, a quantidade e o porte dos navios metaneiros e os riscos de atraso, entre outras. Estima-se que o custo de capital específico de uma unidade de liquefação encontra-se em torno de US$ 250/t_{GNL} (Gasnet, 2004);

- *Navios metaneiros:* destinados ao transporte de longa distância do gás natural, apresentam capacidade variando entre 125 e 135 mil m^3 (ou, aproximadamente, 50-60 t_{GNL}) e um custo por unidade (navio) em torno de US$ 225 milhões;
- *Regaseificação:* instalação responsável pela chegada do gás natural ao mercado, esta etapa envolve, a exemplo do terminal de liquefação, pesados investimentos são demandados. Por exemplo, apenas para um terminal de 7 milhões de toneladas de GNL por ano, estima-se um investimento superior a US$ 1 bilhão.

Assim, dada o elevado aporte de capital envolvido, implicando em longos períodos para amortização destes investimentos, tanto reservas quanto mercado consumidor são objetos de garantia através do estabelecimento de contratos de longo prazo (Pertusier, 2000). Além disso, a economicidade deste aproveitamento depende da convergência favorável de fatores como a qualidade da jazida, localização da jazida próxima a instalações de exportação (para que não se sobrecarregue ainda mais o custo do projeto com a construção de gasodutos para chegada ao porte de embarque), das distâncias percorridas e logicamente, da escala da produção. Além disso, o aproveitamento da jazida em projetos de GNL depende das características do mercado-alvo, dado se tratar de um produto mais caro. Na tabela 1.7 pode ser vista uma desagregação de custos por etapa na cadeia de liquefação do gás natural.

Tabela 1.7: Custos da cadeia de GNL (US$/MMBTU).

Etapa	**Capacidade (Mm^3/dia)**		
	16,4	**32,8**	**49,2**
Instalação			
Liquefação	1,2-1,6	0,9-1,2	0,8-1,1
Regaseificação	0,4	0,4	0,4
Distância de transporte			
1.000 km	0,2	0,2	0,2
8.000 km	1,6	1,6	1,6
Total (1.000 km)	**1,8-2,2**	**1,5-1,8**	**1,4-1,7**
Total (8.000 km)	**3,2-3,6**	**2,9-3,2**	**2,8-3,1**

Fonte: ABIQUIM (1998)

Ainda, a partir dos dados constantes em Gasnet (2004) para uma planta de produção de 7 milhões de toneladas de GNL por ano (aproximadamente 27 Mm^3/dia) , realizamos a estimativa do custo do gás natural considerando desde a exploração da jazida até o desembarque no porto do mercado consumidor. Assumiu-se, na ausência de informações sobre a extensão dos ganhos de escala nestes equipamentos, uma correlação linear dos dados o que, em se tratando de avaliar capacidades menores, favorece ao surgimento de valores mais reduzidos de tarifa do gás natural. Os valores não embutem custos operacionais decorrentes das atividades de funcionamento das unidades bem como pelo deslocamento dos navios metaneiros do porto de embarque para o de deembarque.

Tabela 1.8: Investimentos demandados nas diversas etapas da cadeia do GNL, para uma capacidade de 10 Mm^3/dia.

Investimento demandado	**US$ bilhões**
Reservatórios de Gás	0,56
Unidade de Liquefação	0,65
Navios (8)	0,67
Terminal de Regaseificação	0,37
Total	**2,25**

Nota: adaptado de Gasnet (2004)

A partir destas estimativas preliminares, obtém-se um valor equivalente a US$ 2,83/MMBTU para o custo do gás desde o campo produtor *até* a entrada no "*city gate*"[66]. A este valor ao qual ainda devem ser adicionados os custos de distribuição do gás e, assumindo-se os valores calculados para um gasoduto de transporte, chegamos a um valor total de US$ 3,92/MMBTU, valor superior ao custo observado pelo transporte em gasodutos. Deve-se sempre lembrar que uma estimativa mais precisa dependerá da disponibilidade de uma base de dados energéticos confiável no país.

1.4.4 Distribuição

A atividade de distribuição de gás constitui a ponta final da cadeia de oferta do gás natural (vide ítem 1.2.1. Cadeia de oferta de gás natural:"upstream"), exatamente o elo da cadeia que se depara frontalmente com as questões relacionadas à precificação do gás natural. De fato, são

[66] Adotando-se as mesmas condições econômicas utilizadas na estimativa de custos do gasoduto de transporte.

exatamente as companhias distribuidoras locais (CDL´s) que se situam na interface com o mercado consumidor sendo pressionadas simultaneamente por forças a montante e a jusante de sua atividade.

Até o "*city gate*", o custo de aquisição do gás inclui as parcelas relativas à "*commodity*" e ao transporte de longa distância, que devem remunerar os custos dos agentes econômicos a montante[67]. A jusante, o preço do gás ao consumidor final deve ser competitivo com o energético substituto. A diferença entre estes dois limites, por sua vez, deve remunerar as atividades da distribuição de gás, envolvendo a expansão e manutenção de malhas existentes além dos custos de interconexão com o consumidor final, quando aplicável, objetivando manter a sustentabilidade econômico financeira da companhia e, por conseguinte, do serviço público.

O preço do gás para a CDL, além de incluir as parcelas de "*commodity*" e transporte, também internaliza aspectos envolvendo a flexibilidade do fornecimento[68], além dos chamados custos regulatórios, o que inclui taxação[69].

Duas são, basicamente, as formas de abordagem para precificação do gás natural ao consumidor final, distintas entre si em função do agente mais favorecido:

- Precificação a "*cost plus*" [70]: considera a soma dos custos da cadeia de oferta do gás natural como tônica para a formação do preço final deste energético. Nesta abordagem, este preço é dado pela expressão: $P_{gas} = P_{commodity} + P_{transporte} + MD_{gas}$, onde MD_{gas} é a margem de distribuição do gás canalizado. Neste caso, os investimentos são remunerados a partir de uma taxa mínima de retorno, estabelecida pelo agente econômico ou pelo agente regulador (IEA, 2003). Não existe nesta abordagem, pressão competitiva direta - mas indireta, dependendo do nível de taxa de retorno estabelecida -, tratando-se de uma ótica que favorece o produtor e mais adequada numa situação onde exista a disponibilidade de grande volume reservas de gás natural próximas aos centros consumidores. Portanto, trata-se de uma abordagem não indutora da busca de eficiência;
- Precificação "*net back*": como já visto neste texto, considera o preço do energético substituto como balizador do preço do gás natural. Este tipo de abordagem é

[67] Na Europa Ocidental, o custo de aquisição do gás representou entre 48-66% do total de custos da atividade de distribuição de gás em países como Alemanha, Bélgica, Itália e Holanda, em 1999 (IEA, 2000).
[68] Quando aplicável o transporte firme e não firme.
[69] No caso brasileiro, um exemplo disto é a incidência de "*royalties*" sobre a produção local de petróleo. Para melhor referência, conferir a lei n^0 9.478/97.
[70] Ou, a custo histórico/custo de serviço.

especiamente importante para mercados onde se vislumbra maior penetração do gás natural na matriz energética – o que é exatamente o caso do Brasil – e qualquer política energética mais efetiva neste sentido deve estar atenta a este aspecto.

A precificação sob a ótica "*net back*" é justamente a ótica do consumidor final, cuja disposição em substituir o energético tradicionalmente empregado depende da competitividade econômica do gás em equivalência energética o que, na verdade, corresponde ao conceito de paridade de preços do gás natural em nível do serviço entregue. Esta visão se justifica pelo fato de ser necessário ao consumidor final auferir a mesma quantidade de benefícios auferidos pelo uso do energético anterior ao gás, no mínimo, equivalentes. Assim, esta disposição a pagar pode ser equacionada a partir das seguintes restrições:

$$(P_{gas})_{útil} = (P_{gas} + C_{O\&M} - \Delta q)/\eta_{gas}$$

$$(P_{subst})_{útil} = (P_{subst} + C_{O\&M} - C_{ext})/\eta_{subst}$$

$$(P_{subst})_{útil} - (P_{gas})_{útil} \geq (I_{gas} + I_{aux} + I_{int}) * FRC(i,n)$$

Onde:

- $(P_{gas})_{útil}$: preço do gás ao consumidor final em nível de energia útil
- P_{gas}: preço do gás ao consumidor final adquirido junto à CDL[71];
- $C_{O\&M}$: custo de operação e manutenção ligados ao uso do gás natural;
- Δq: adicional de "prêmio" pelo uso do gás natural;[72]
- η_{gas}: rendimento de utilização do uso do gás natural;
- $(P_{subst})_{útil}$: preço do energético substituto ao consumidor final em nível de energia útil;
- P_{subst}: preço do energético substituto adquirido ao mercado;
- $C_{O\&M}$: custo de operação e manutenção ligados ao uso do gás natural;
- C_{ext}: custo da externalidade gerada pelo emprego do energético substituto, na hipótese de valorar-se os custos ambientais relativos à poluição desta fonte energética;
- η_{subst}: rendimento de utilização do uso do energético substituto;
- I_{gas}, I_{aux}, I_{int}: investimento demandado em conversão/aquisição de tecnologias de consumo de gás natural, equipamentos auxiliares e rede interna de distribuição de gás natural;

---

[71] Companhia distribuidora local de gás canalizado.

[72] Associado à agregação de algum valor mensurável pelo seu uso.

- FRC(i,n): fator de recuperação do capital à taxa de desconto "i" por "n" períodos de capitalização.

Assim, a decisão de substituição inter-energéticos dependerá da capacidade do nível relativo dos preços da energia em gerar receitas suficientes para a amortização dos investimentos relacionados ao uso do gás natural, mantendo-se o mesmo nível de utilidade no atendimento às suas demandas energéticas.

A característica indutora de eficiência por parte da precificação "*net back*" – dada a existência de pressão competitiva por parte do energético substituto -, por sua vez, embute uma natureza discriminatória de formação do preço do gás natural, dado que o mesmo passa a depender do perfil de demanda do consumidor final para os quais se vislumbre a substituição[73]. Isto sugere a necessidade de estratégia de diferenciação de preços em um dado mercado, expondo a fragilidade deste preço, gerando margem ao surgimento de possíveis subsídios entre consumidores[74]. Como já colocado, esta precificação se justifica fortemente em mercados incipientes de gás natural, onde é necessário estar atento à competitividade econômica inter-energéticos, uma vez que o processo básico de substituição envolve o deslocamento paulatino do energético já estabelecido e a difusão de uma cultura de utilização do gás natural, onde os benefícios associados ao seu uso possam ser percebidos. À medida em que o mercado gasífero amadurece, porém, a tendência natural é a formação de uma massa crítica consumidora com menor elasticidade-preço da demanda, posto que as estruturas de oferta e tecnologias de consumo se encontram mais sedimentadas, podendo-se operar em cima de custos marginais de operação, o que favorece o estabelecimento de um mercado competitivo gás-com-gás. Segundo IEA (2000), neste ambiente de amadurecimento de mercado, a repartição de renda pode ser distribuída aos consumidores, através do estímulo à competição.

Uma outra questão importante relativa à precificação "*net back*" refere-se à localização espacial dos consumidores de gás natural, em relação ao "*city gate*"[75]. Neste caso, a abordagem do "*net back value*" pode gerar distorções na alocação da renda gasífera para aqueles consumidores situados mais próximos ao ao "*city gate*" para os quais uma parcela dos custos devido ao transporte de baixa pressão poderiam ser menores. Assim, a distribuidora se apropria da parcela de renda

---

[73] Fatores tais como diferenças no perfil de uso de energia, tipo de equipamentos e energéticos mais empregados passam, assim, a gerar uma estrutura de preços segmentados por usuário. A própria característica concorrencial desta fonte com relação a uma série de outros energéticos (carvão, lenha, eletricidade) impõe a necessidade, portanto, de se analisar o preço por categoria de usuário e por tipo de uso, prática discriminatória, *per se*. Normalmente, o preço de entrega no "*city gate*" adotado para a negociação corresponde à média ponderada dos preços entre as diferentes classes de consumidores de gás constantes da carteira de clientes da empresa.

[74] Não é necessariamente verdadeiro o efetivo surgimento destes subsídios. Entretanto, criam-se, assim, condições propícias para que estes subsídios surjam.

gasífera gerada desta forma. Não obstante, ainda que a assimetria de benefício na alocação da renda gasífera seja inerente ao processo, uma parcela da mesma pode ser ocasionalmente distribuída entre os consumidores cujo preço de fornecimento se situe abaixo do valor determinado pela análise "*net back*", o que pode refletir a disposição da companhia em incentivar a entrada no mercado de determinadas categorias de usuários de gás natural, para os quais não existiria mercado gasífero, em bases competitivas[76]. A margem praticada pela distribuidora, porém, deve ser tal que o preço do gás natural ao consumidor final não supere o valor de mercado das fontes energéticas alternativas ao gás, de forma a encorajar o crescimento de longo prazo da demanda de gás pelo usuário, e a sobrevivência do seu mercado. Dentro da ótica governamental, a decisão passa pelo enfoque dado ao serviço de distribuição de gás canalizado[77] (IEA, 2000).

Duas visões emergem desta prática, podendo atuar em convergência, no longo prazo. Numa ótica empresarial, a decisão depende essencialmente da visão da companhia quanto ao "*trade off*" existente o lucro econômico de curto prazo e o objetivos de expansão do mercado gasífero. Um indicador desta visão e a medida deste compromisso empresarial pode ser medida pelo percentual de renda gasífera "abdicada" no curto prazo, para possibilitar a entrada destes novos usuários do gás[78]. Esta poderia ser, por exemplo, uma estratégia de longo prazo para desenvolvimento de malhas de distribuição e transporte, permitindo à companhia a apropriação desta parcela de renda gasífera com compromisso de expansão das malhas de distribuição durante um período de tempo. Isto permitiria expandir malhas para pequenos usuários e "tamponaria" o mercado, a exemplo da estrutura de consumo observada nos EUA e na Europa[79].

Quando falamos da característica intrínseca de monopólio natural do segmento de transporte de gás natural (vide o item Indústria de rede: ambiente propício às falhas de mercado), constatamos a presença substancial de falhas de mercado nesta indústria. Neste contexto, o poder de determinação de preços por parte do transportador/distribuidor é assaz elevado e tanto a precificação a custo histórico quanto a precificação em cima do "*net back value*" apresentam pontos para potencial distorção de preços no mercado consumidor (por determinação de preço que impõe restrições à quantidade demandada ou por apropriação de renda gasífera oriunda de subsídio estrutural do mercado, respectivamente). Assim, torna-se imperativo o exercício da regulação ativa

---

[75] Este raciocínio é amplamente válido para a situação de consumidores situados ao longo do trajeto de um gasoduto de transporte de gás natural a alta pressão.
[76] Esta possibilidade de subsídio cruzado pode ser empregada com fins de universalização de acesso a serviços de energia.
[77] Relaciona-se à visão de serviço público ou simplesmente um serviço privado.
[78] Que se relaciona, outrossim, à redução da margem de distribuição que seria auferida pela CDL em relação ao preço do gás natural determinado através da análise "*net back*".

do segmento de transporte de gás natural por parte do Estado de forma a garantir a expansão sustentável do mercado gasífero.

A vinculação do preço do gás a energéticos substitutos, especialmente derivados de petróleo, é vulnerável à volatilidade na evolução dos preços destes no mercado internacional. Se, por uma lado, a vinculação à evolução das cotações internacionais contribui para a atratividade de investimentos no setor de petróleo e gás pelo investidor externo, pois há redução dos riscos da variação cambial, por outro, dada esta volatilidade, introduz também incertezas na própria evolução futura dos preços do gás. Portanto, coloca o investimento à mercê destas flutuações internacionais de preço, característica do mercado, e ao investidor também cabe assumir este risco.

Esta vulnerabilidade é tanto mais acentuada para o usuário final, não situado em pontos no interior da cadeia de produção e distribuição do gás[80], e cujo energético a ser substituído tenha o seu nível de preços limitado, seja por questões puramente de mercado ou da estrutura regulatória do mercado. Nesta situação, proporciona-se o ambiente para o surgimento de desníveis de preço entre estes energéticos, deixando vulnerável a opção de substituição de um energético pelo gás natural, do ponto de vista econômico. Em outras palavras, em épocas de alta de preços, se a capacidade de assimilação do usuário ao aumento de custos proporcionado pelo item "energia" não for suficientemente adequada, a potencialidade de competição do gás pode ser seriamente influenciada. De fato, vejamos como exemplo, o caso brasileiro para a expansão da capacidade de geração elétrica através da termeletricidade. O custo da parcela "*commodity*" do insumo projetado como o propulsor deste parque gerador futuro, está vinculado à variação internacional de uma "cesta" de óleos combustíveis, cotada em dólar americano. A receita do investidor, por sua vez, corresponde à tarifa de eletricidade vendida aos consumidores brasileiros, cuja moeda é o real. Mais do que este desnível cambial, a questão reside mais no fato da incerteza da variação dos preços internacionais do petróleo do que puramente neste desnível de paridade de moedas. De fato, a estabilização do câmbio permite planejar de forma mais adequada estes investimentos. Assim, esta incerteza tem dois componentes: um relacionado à variação cambial e outro relacionado à forma de vinculação da evolução dos preços dos energéticos substitutos. A vulnerabilidade da substituição de energéticos tradicionais pelo gás pode ser representada genericamente no diagrama a seguir. Como vemos, há a existência de duas fronteiras, uma correspondente às receitas e outra correspondente aos custos.

---

[79] De fato, existe marcada preponderância da participação dos segmentos comercial e residencial na demanda total de gás natural, em grande parte motivada pelo consumo de gás para calefação durante o inverno no hemisfério norte.
[80] Isto é, usuários que não tenham participação em empresas situadas a montante do medidor de consumo do usuário de gás natural.

A mobilidade da fronteira de receitas pode ser influenciada por: (1) questões regulatórias: relacionadas à forma de regulação e controle de preços, fórmulas de indexação, etc.; (2) questões mercadológicas: impossibilidade de repasse ao consumidor de variações de preço do produto devido, por exemplo, a pressões competitivas. O que configura a maior facilidade de penetração do gás natural, do ponto de vista econômico, é exatamente a tendência de migração destas fronteiras, interferindo no valor da margem disponível ao final da operação. O nível limite é exatamente aquele onde o valor do lucro é suficiente para a remuneração do capital e cobertura dos custos do usuário (sejam eles de curto ou longo prazo). Portanto, no caso do gás natural, a prática discriminatória de preços, resultante da adoção da abordagem do energético substituto dificulta a busca de ganhos de eficiência na cadeia do gás desde a produção até a distribuição, posto que inexistem mecanismos de que exerçam pressão competitiva à elevação dos preços do energético. Conclui-se, portanto, que a prática discriminatória de preços tem seus efeitos futuros um tanto quanto incertos (IEA, 2000). Pode tanto beneficiar o ofertante, que em períodos de baixa de preço do petróleo, mantido o preço do energético substituto, irá apresentar maiores lucros, pelo aumento da diferença entre os preços específicos da energia[81] dos energéticos competidores ($\Delta p_{gás,\ conc}$ elevado) quanto ser um devorador da margem destes ofertantes, em épocas de elevação de preços do gás e havendo a não possibilidade de propagação destes custos ao usuário final, dada a redução da diferença entre estes preços ($\Delta p_{gás,\ conc}$).

As duas abordagens de preço para o gás não são, de todo, excludentes entre si, uma vez que elas carregam alguns aspectos de interseção. No caso da abordagem a "*cost plus*", a aquisição do gás natural pelas companhias distribuidoras embute, no "*city gate*", o preço da "*commodity*" e do transporte do gás até este ponto, e o valor do gás na cadeia a jusante, não é desvinculada da abordagem do valor de mercado do energético substituto. O valor do gás vendido ao usuário final deverá ser suficiente para compensar estes custos de aquisição, além dos investimentos na rede de distribuição, mais a margem da distribuidora. Desta forma, em função do potencial de competição do gás com outros energéticos, esta margem poderá ser mais ou menos pressionada e não pode, de forma alguma sinviabilizar a competição com outros energéticos. Também a precificação "*net back*" embute, de certa forma, elementos de precificação a custo histórico, dado que a sustentabilidade econômico-financeira da atividade de distribuição de gás depende da remuneração adequada dos investimentos empreendidos pela CDL, mas ao mesmo tempo, com custos do gás competitivos para o mercado.

---

[81]US$/unidade de energia.

Além da abordagem escolhida para a formação do preço do gás, aditam-se mais duas características que influenciam no preço do gás (IEA, 2000):

- *A existência ou não de cláusulas do tipo* "*take or pay*": Em muitos casos, os contratos de fornecimento de gás para a distribuidora pela transportadora não incluem estas cláusulas, embora normalmente incluam componentes fixos e variáveis na determinação do preço a ser seguido, sendo possível interpretar este componente fixo como um "*take or pay*", entretanto, normalmente pequeno;
- *Modularidade da demanda*: relacionada ao comportamento flutuante da demanda. função daquele montante necessário para a formação de "estoques estratégicos", além do estoque de gás eventualmente necessário para o atendimento de variações sazonais e diárias da demanda de gás. Quanto a esta última, as flutuações de demanda decorrem das diferenças de uso de energia pelos usuários, por características sazonais de demanda de energia, entre outras. Por exemplo, em países frios, a razão entre o pico de demanda e a menor magnitude de demanda de gás ao longo do ano pode ser de 6-7 vezes, em função da intensa demanda de gás para calefação necessária para suportar as baixas temperaturas (IEA, 2000). Esta razão difere de acordo com o tipo de usuário, sendo, no caso europeu, os valores maiores encontrados no setor residencial. O setor industrial apresenta substancial redução com relação à razão maior demanda/menor demanda. O atendimento destas variações normalmente só é possível através de estocagem de gás e é aí que residem as dificuldades da distinção entre estoques estratégicos e estoque para atendimento de flutuações de demanda. Afora esta questão conceitual, a importância deste tópico advém da dificuldade de alocação de custos elevados entre estas duas categorias de estocagem. Caso esta questão não esteja suficientemente clara, num mercado onde o contexto seja de grande volatilidade de preços do gás, com desagregação sazonal destes preços para períodos de pico de demanda, a não clareza do que é estoque estratégico e "estoque mercadológico" pode gerar alocação excessiva de custos de estocagem na formação da tarifa de gás ao consumidor final. Desta forma, reitera-se a necessidade de os países terem claramente regulamentada esta questão dos estoques estratégicos. A experiência mundial demonstra que nem sempre a alocação destes custos e cálculo dos mesmos são explícitos. Soluções propostas para contornar este problema introduzem mecanismos de flexibilidade do fornecimento de gás à companhia distribuidora, como por exemplo, permitir menor fator de utilização do gasoduto (fator de capacidade) pela companhia distribuidora, mas isto encarece o preço do gás, e esta opção normalmente é mais cara do que os custos de estocagem. Em alguns países europeus, esta dificuldade fez com que alguns contratos contemplem claramente a diferença entre

estocagem para propósitos de atendimento de variações sazonais e estocagem para reservas estratégicas de gás, o que provê uma certa orientação para alocação de custos. Ademais, mesmo para os casos de variação de demanda caracterizadas pelo tipo de usuário e a época do ano, nem sempre há facilidade no tratamento destas particularidades, exceção feita à França (IEA, 2000).

Finalmente, é importante registrar que a tarifação do gás natural ao consumidor final normalmente se faz a partir de três metodologias de precificação do gás natural para distribuição. A adoção de uma metodologia ou combinação destas determinará a alocação dos custos de distribuição, sendo as ponderações destes custos função dos critérios diferenciados adotadas em cada país ou empresa. Estas três metodologias levam em conta estes fatores, bem como critérios de rentabilidade do capital investido (IEA, 2000; Fernandes, 2000):

- AAC (*Accounting Average Cost*): baseando-se no estabelecimento de um percentual de retorno mínimo do capital investido por parte da CDL. Baseia-se, pois, sobre os custos contábeis médios da atividade de transporte e distribuição;
- LRMC (*Long Run Marginal Cost*): baseia-se no conceito de recuperação dos custos marginais de longo prazo, o que é relevante para sinalizar as expansões futuras de malhas de transporte e distribuição;
- SRMC (*Short Run Marginal Cost*): que efetivamente fornece o sinal de preço ao mercado, de forma instantânea, mas não necessariamente sinaliza o custo de expansão do sistema, ou mesmo a recuperação dos investimentos realizados. Problema para mercados incipientes e mostra-se mais adequado a mercados maduros e competitivos.

Na prática, as políticas tarifárias para para o consumo do gás natural empregam a combinação destas abordagens. No caso dos EUA, usa-se uma fórmula mista que inclui os custos médios e os custos marginais de curto prazo (IEA, 2000). Trata-se de uma fórmula bastante conveniente para este país que possui uma malha de distribuição de gás bastante madura, em que as preocupações com a expansão do sistema não são, necessariamente, preponderantes. De fato, para malhas maduras, a tendência é que sinais de preço de curto prazo sejam incluídas na formação da tarifa de gás, em detrimento de fórmulas que incluam a preocupação com a expansão do sistema, mais comum em mercados ainda não amadurecidos ou em processo de formação, o que é especialmente importante no caso do Brasil. Na mesma direção, o Reino Unido, que possui uma malha de distribuição interna bem desenvolvida, apesar de a ótica dos custos médios ser dominante, combinada com incentivos para a redução dos custo variável, na verdade, a Transco utiliza os custos marginais para a formação da sua tarifa (IEA, *op. cit.*).

1.5- *Conclusões do capítulo*

Este capítulo prestou-se à delimitação de questões conceituais acerca da indústria de gás natural, buscando analisar as especificidades da mesma que impactam as etapas subseqüentes de desenvolvimento deste trabalho. De fato, para os propósitos vislumbrados – i.e., avaliar incentivos ao consumo de gás natural no país – é importante delimitar as condições de contorno adequadas que determinarão que aplicações e segmentos seriam mais adequados para conduzir esta avaliação. Assim, serviu este capítulo para a análise das particularidades da indústria de gás natural quanto às questões concorrenciais, estrutura de mercado e diretrizes que orientam a escolha dos segmentos para avaliação dos incentivos ao uso do gás natural.

Assim, sendo o mercado energético aquele que efetivamente serve como "âncora" para o desenvolvimento de um mercado gasífero, a primeira escolha determinada é a avaliação de seu uso energético. Isto não exclui a importância de se avaliar o uso do gás natural como matéria prima, entretanto. O que ocorre, porém, é que o escopo da análise passa a ser diferente do propósito almejado nesta tese.

Uma outra questão bastante importante refere-se à escolha das aplicações e dos segmentos a serem avaliados. Em linhas gerais, esta escolha é balizada pela rigidez das relações existentes entre os vários agentes econômicos presentes no mercado gasífero - especialmente no caso de malhas de transporte incipientes - que impõe a necessidade de incentivar demandas de maior porte e regularidade. A escolha destes segmentos, pois, deve estar atenta a estes fatores. A fundamentação definitiva dos segmentos avaliados, porém, só pode ser feita a partir da análise da estrutura do mercado brasileiro para o gás natural, o que faremos no capítulo seguinte. Assim, a tarefa de seleção de usuários resume-se à identificação daqueles segmentos mais atrativos para consumo de volumes concentrados de gás natural em prazos de maturação mais curtos, o que atende às características desejáveis para viabilização de um mercado gasífero em formação, como é o caso do Brasil.

Dado que a variável-chave para a entrada do gás natural em um mercado é o preço relativo aos seus substitutos, a análise da precificação do gás natural também é uma variável importante e importa, neste sentido, avaliar o impacto de cenários de preço do gás natural na viabilização do mercado gasífero brasileiro. Assim, faz-se necessário conhecer os fatores que influenciam esta formação de preços, no sentido de propor ações sobre a tarifa de gás natural a ser adotada. Por fim, toda a análise concorrencial corrobora a vulnerabilidade do preço do gás natural e as estratégias de penetração devem se ater a estes aspectos.

CAPÍTULO 2 - MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

2.1- *Introdução*

O presente capítulo se destina a mapear a atual estrutura de mercado do gás natural, bem como as oportunidades de inserção deste energético no Brasil nos diversos setores da economia brasileira.

Dentro dos nossos objetivos, importa analisar tanto aqueles usuários que demandem porte razoável de gás – o que converge com a necessidade de "massa crítica" de consumidores exigidas na viabilização econômica de mercados gasíferos – e que o façam segundo características de regularidade e continuidade – também convergente com o grau de compromisso exigido pelos agentes presentes na cadeia produtiva do gás natural.

Pela característica intrínseca de inserção do gás natural – competição por custos -, é pertinente também abordar a estrutura de precificação atualmente empregada para o gás natural no país o que, ao lado da superação de barreiras à maior penetração do gás natural na matriz energética brasileira, permite compor um quadro geral de ações a serem empreendidas para dinamizar a demanda de gás natural no país.

Neste sentido, o presente capítulo inicialmente analisa panoramicamente a atual disponibilidade de infra-estrutura de oferta de gás natural no Brasil e as perspectivas de oferta deste energético. A avaliação posterior do perfil de demanda de energia presente em diversos segmentos da economia brasileira, por sua vez, é a etapa subseqüente no sentido de escolher alguns setores que servirão como estudos de caso para análise de impactos de forças motrizes ao desenvolvimento da demanda de gás natural no Brasil. Finalmente, a análise da precificação do gás natural no Brasil é uma etapa necessária para caracterizar o processo de formação de preço do gás natural no Brasil o que, associado às informações levantadas no capítulo anterior acerca da precificação do gás natural, subsidia o estabelecimento de metodologia de análise desta tese.

2.2- *Breve histórico do desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural*

Historicamente, a participação do gás natural matriz energética brasileira sempre se apresentou modesta, e atualmente responde por aproximadamente 6% do total da energia primária consumida no país. Fundamentalmente, esta participação resulta de condicionantes técnico, econômicos, políticos, históricos e institucionais, que

retardaram a penetração do gás natural na matriz energética de forma mais incisiva, como veremos a seguir.

Assim, do ponto de vista da oferta de gás natural, cabem destacar como importantes condicionantes históricos ao reduzido desenvolvimento do mercado gasífero nacional (Cecchi et al, 2001):

- A limitada disponibilidade de jazidas nacionais, a maioria localizada em reservas marítimas "*off shore*" ou em regiões remotas (caso de Urucu/AM), com volume aproveitável de gás natural bastante reduzido[1], implicando assim em inexistência de oferta de gás a baixo custo;
- Perfil preponderante de ocorrência na forma associada ao petróleo, o que condiciona seu aproveitamento a programas de recuperação de óleo de cada jazida. Assim, o escoamento da produção de petróleo não necessariamente conduz a volumes de produção de gás nos patamares necessários a um projeto de transporte de gás natural;[2]
- Inexistência de projetos internacionais de importação de gás natural até meados da década de 90 (seja de caráter integrador ou simplemente relações comerciais intercontinentais[3]), o que foi modificado com o aproveitamento das reservas de gás bolivianas, que ensejaram a construção do Gasbol. Cita-se, ainda, os projetos de integração energética com a Argentina, que gera outra fonte de oferta de gás natural para o Brasil.

Tais fatores, em conjunto, contribuíram para que o gás natural sempre fosse relegado a um papel secundário na matriz energética brasileira resultando, assim, no reduzido nível de consumo já abordado. Assim, adquiriu o gás natural "*status*" de subproduto da produção de petróleo, destinando-se o seu uso à elevada participação na reinjeção em poços de petróleo – uma forma de aumentar a recuperação secundária de jazidas de petróleo -, e à queima em tochas, quando constatada a reduzida competitividade do gás natural de origem "*off shore*" em função da sua oferta se apresentar anti-econômica aos mercados para possível escoamento de produção.

---

[1] Considerando-se as reservas provadas de gás natural em Urucu, para um projeto de aproveitamento das reservas por 20 anos, a vazão diária máxima corresponderia a aproximadamente 6,6 Mm^3/dia, em face do que o aproveitamento de economias de escala é prejudicado.

[2] Como enfatiza Cecchi et al. (2001), ainda que esta característica não tenha alavancado intensamente a demanda por gás natural no país, foi exatamente a conjugação de dois fatores – a continuada meta de aumento da produção de petróleo e a ocorrência do gás natural sob a forma associada – que proporcionou um contínuo aumento da oferta deste energético no país.

Além desses condicionantes técnico-econômicos, outro fator inibidor ao desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira refere-se à própria organização industrial no país. Neste sentido, é importante ressaltar o papel do escopo de atuação da companhia estatal de petróleo brasileira, cuja atividade-fim sempre se pautou na exploração e produção de petróleo, cujos derivados são, efetivamente, concorrentes ao gás natural (Cecchi et al., 2001).

Para compor este quadro conflituoso, deve-se aditar que pelo menos na história recente da indústria brasileira de gás natural, as mesmas possibilidades de integração vertical existentes na cadeia produtiva do petróleo não eram observadas na cadeia de produtiva do gás natural[4], contexto que também limita o estímulo ao desenvolvimento de uma atividade caracterizada por elevados riscos de investimento[5]. Nesta atividade, dois arranjos se podem utilizar, basicamente, como instrumento de coordenação de investimentos na indústria do gás natural: (1) estímulo à integração vertical; (2) constituição de contratos de longo prazo entre os agentes da cadeia, com regulação ativda da indústria de gás natural. Assim, o possível desenvolvimento de uma indústria gasífera no Brasil dependia de esforços de um agente com missão voltada preponderantemente à produção de petróleo e derivados, ou seja, um agente da cadeia onde coexistem conflitos de interesse, posto que se tratam de energéticos concorrentes entre si, com competição exercida essencialmente por custo.

Um outro condicionante ao desenvolvimento do mercado de gás no Brasil relaciona-se também à estratégia de suprimento energético adotada pelo país, que exerceu papel fundamental na determinação do perfil de oferta de energia primária. Em reposta aos choques de petróleo, o Brasil optou por investir na expansão da base de

---

[3] Situação que ocorreria em projetos de importação de GNL oriundo de países longíquos como a Argélia, Indonésia ou Trindad-Tobago, por exemplo.

[4] Resgata-se aqui a determinação do "*status*" de monopólio de concessão da distribuição de gás nos estados brasileiros, removendo da Petrobras a possibilidade de atuar nesta atividade a partir da promulgação da constituição brasileira de 1988, em seu artigo 25^0 (Ribeiro, 1989). Se por um lado, este arranjo dificulta a mitigação de riscos de investimento ao longa da cadeia gasífera nos últimos anos, quando a oferta de gás natural ampliou suas possibilidades, por outro, não deve se constituir em fator explicativo da baixa expansão da malha de transporte e distribuição no Brasil em anos anteriores, ditada essencialmente pelos condicionantes técnicos e políticos citados neste texto.

[5] A comprovação da capacidade das jazidas de gás bolivianas em atender o mercado brasileiro ocorrem em momento posterior ao estabelecimento do monopólio de distribuição de gás canalizado em âmbito estadual, movimento liderado pela Comgás e a CEG, que foi ratificado na constituição brasileira de 1988 (Ribeiro, *op. cit.*).

oferta, em detrimento à promoção de medidas de promoção do uso eficiente de energia[6], fazendo-o, basicamente, através de três vertentes:

- Incentivo aos esforços da busca pela auto-suficiência do país em petróleo, através da sua companhia estatal;
- Financiamento de grandes projetos de usinas hidrelétricas o que, posteriormente incentivou a utilização da eletricidade em usos térmicos (eletrotermia), dada a existência de um ambiente com excesso de oferta de energia elétrica a custos relativamente baixos para o setor industrial;
- Incentivo ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, surgindo o programa de produção de álcool combustível - o Pró-Álcool - um dos maiores programas de incentivo a fontes alternativas de energia no mundo[7] (Moreira & Goldemberg, 1999).

Dentro dos objetivos a que se propunha esta estratégia, foi bem sucedida na medida em que representou, *de facto*, uma redução da dependência externa de energia por parte do Brasil. Atualmente, a dependência brasileira externa em relação ao petróleo encontra-se em 12,8% (MME, 2003).

Tal estratégia foi adotada num contexto de dependência elevada de importações de petróleo com preços altos[8], que representavam imediata pressão sobre a balança comercial e a dívida externa brasileira no período, que no pico chegou a participar em mais de 50% do total da pauta de importações brasileiras em 1983 (Henriques Jr., 1995).

Soma-se a este contexto, a disponibilidade, à época, de recursos externos a baixo custo e abundantes para financiamento de obras de infra-estrutura em países em desenvolvimento, o que contribuiu sobremaneira para a evolução e consolidação do

---

[6] Doravante aqui neste texto empregaremos os termos "conservação de energia" e "uso eficiente de energia", adotando-se, por simplificação, que correspondem ao mesmo significado. Entretanto, deve-se sempre lembrar que o termo "conservação de energia" não é o mais adequado no contexto de aproveitamento mais eficiente de fontes energéticas, uma vez que o seu significado tem a ver com o fato da energia, em suas diversas formas, apresentar a possibilidade de interconversão entre as mesmas, não sendo criada, nem destruída. Portanto, se formos rigorosos, o termo "conservação de energia" não se aplica àquela finalidade que o contexto exige.

[7] Criado pelo decreto 76.593/75, este programa visava a substituição parcial da gasolina na frota de veículos existentes no país, através de tecnologias específicas ao seu uso, como o motor movido a álcool, ou através da adição à gasolina. Na esteira deste programa, a produção de álcool, que situava-se em torno de 700 mil m^3/ano entre 1970 e 1975, apresentou uma elevação para 2,85 milhões de m^3 em 1979 e 15,5 milhões de m^3 em 1997. Em 2002, a produção foi de 12,6 milhões de m^3, mantendo uma tendência declinante nesta participação (MME, 2003).

[8] Justamente o contexto onde o uso do gás natural normalmente se faz mais atrativo economicamente (Percebois, 1989).

perfil de oferta de energia no Brasil tal como observado e a conseqüente reduzida participação do gás natural na matriz energética brasileira.

Portanto, nota-se que a dinâmica de direcionamento da matriz energética se pauta na conveniência de cada país quanto ao aproveitamento de vocações energéticas intrínsecas - naturalmente distintas de país para país[9] -, relacionando-se, outrossim, à avaliação das características do binômio oferta-demanda que permitam compor um quadro de atendimento satisfatório a partir de fontes de energia abundantes e disponíveis a baixo custo (Chevalier, 1986). Esta decisão subordina-se, fundamentalmente, a critérios estratégicos na definição do suprimento de energia desejado e escalanado para horizontes de curto, médio e longo prazo. Haja vista, pois, estas ponderações, a comparação numérica da participação de uma dada fonte energética com outros países deve ser feita com cuidado e não deve se constituir um elemento de persuasão em si para advogar uma participação maior de uma fonte ou outra na matriz energética de um país.

No Brasil, em função destes condicionantes técnicos colocados anteriormente o gás natural teve seu uso restrito, pois, aos campos de produção, cujo emprego em larga escala só ocorreu 20 após a descoberta dos primeiros poços em 1960 na Bahia. Entre os motivos que promoveram este interesse, citam-se: (i) disponibilidade crescente de gás natural associado ao petróleo extraído nos campos produtores da Bahia; (ii) adoção de política de substituição das importações de derivados; (iii) significativa expansão da demanda de fertilizantes nitrogenados para atender ao aumento da produção agrícola (Cecchi et al., 2001).

Do ponto de vista histórico, a produção nacional de gás natural inicia-se em 1954, no estado da Bahia e em 1959, produzia-se o reduzido volume de 1 Mm^3/dia, e foi somente com a agregação destes campos de produção aos desenvolvidos em Alagoas e Sergipe que se viabilizou o fornecimento para indústrias químicas, atuantes principalmente no segmento petroquímico e localizadas em Camaçari (BA). Um segundo pólo de utilização de gás natural foi criado, em meados da década de 80, através do aproveitamento econômico de jazidas presentes no Rio Grande do Norte. O perfil de oferta de gás vigente no país até então começa a ser alterado no início da

---

[9] Citando o exemplo da Argentina, cuja participação do gás natural na matriz energética chega a 51% (ABIQUIM, 1998), este é um fato bastante justificável para um país que detém montante significativo de reservas de gás natural e com a existência de um mercado residencial e comercial grande, especialmente para o uso em calefação de ambientes.

década de 80, com o aumento da produção dos campos localizados na Bacia de Campos que, em 1985 ultrapassa o nível de produção de gás do estado da Bahia, até então preponderante. A localização geográfica da Bacia de Campos, implicando em grande proximidade dos maiores centros consumidores de energia no país contribuiu para impulsionar a demanda por gás natural – observadas as restrições já colocadas quanto ao potencial efetivo de penetração -, a despeito de sua ocorrência de forma associada ao petróleo (Cecchi et al., *op. cit.*), de aproximadamente 75% da produção nacional de gás natural (ANP, 2003).

Mas foi entre o final da década de 80 e início da de 90, que alguns fatores exerceram efeito significativo para consolidar a tendência de aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira[10]. Estes fatores relacionaram-se à comprovação do porte das reservas de gás bolivianas, as dificuldades de expansão do parque gerador de brasileiro via hidroeletricidade, a intensificação das políticas de integração energética no Cone Sul e o crescimento, em nível mundial, da importância de tecnologias de geração de energia elétrica baseadas no uso do gás natural (BNDES, 2000).

Em 1991, a Petrobras e a Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (YPFB), com a participação do Ministério das Minas e Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia assinaram a *Carta de intenções sobre o processo de integração energética entre Bolívia e Brasil* para importação inicial de 8 Mm^3/dia de gás natural. Em 1993, dando continuidade às negociações bilaterais entre os dois países, a Petrobras e a YPFB assinaram um contrato de compra e venda de gás natural de origem boliviana condicionando, entretanto, a continuidade em função da obtenção de financiamento que viabilizasse economicamente o projeto, interligando as regiões produtoras da Bolívia com o mercado consumidor brasileiro (Torres Filho, 2002). Finalmente, em 1996 a construção do gasoduto Bolívia-Brasil foi incluída como um dos projetos prioritários do programa Brasil em ação e um ano depois, a partir do equacionamento das fontes de financiamento para o projeto, iniciou-se a sua construção, que demandou um volume

---

[10] Várias foram as razões para o sucessivo adiamento do projeto de importação de gás natural da Bolívia, cujos esforços remontam da primeira metade do século. Estas razões incluem: (i) incertezas relacionados ao porte das reservas bolivianas; (ii) reduzida tradição brasileira no uso do gás natural; (iii) oferta elástica de energéticos concorrentes com o gás, sobretudo a energia hidroelétrica e o óleo combustível (BNDES, 2000).

total de recursos da ordem de US$ 2,1 bilhões para o projeto como um todo, e US$ 1,7 bilhões relativos à estrutura de transporte situada no lado brasileiro (BNDES, 2000).

Torres Filho (2002) destaca, interessantemente, que os estudos que deram suporte inicial à estimativa de demanda para viabilização do gasoduto Bolívia-Brasil focavam a importância do uso industrial do gás, atentando para a necessidade de investimentos adicionais em redes de distribuição e equipamentos de uso final, para assim proporcionar maior capilaridade ao desenvolvimento desta demanda[11]. Entretanto, o contexto favorável, à primeira vista, para uma maior participação da termeletricidade na matriz de geração elétrica brasileira – dado o iminente gargalo de oferta de eletricidade no país, bem como o continuado avanço de tecnologias de geração de eletricidade baseadas no consumo de gás natural-, sugeria a possibilidade de inverter a lógica inicialmente pensada para o desenvolvimento da demanda de gás natural para alternativas com menor grau de capilaridade. Esta menor capilaridade se baseia na viabilização de um consumo mais concentrado de gás natural, postergando a necessidade de investimentos em redes de distribuição e, assim, se configurava a "âncora" termelétrica uma alternativa conveniente.

Foi exatamente esta mudança de perspectiva de demanda final que auxiliou na viabilização do financiamento das obras do gasoduto Bolívia-Brasil, uma vez que os riscos ligados à oferta e à demanda eram considerados bastante elevados por parte de bancos e parceiros privados do projeto que foi viabilizado na medida em que se caracterizou como um projeto de caráter desenvolvimentista contando, por isso, com o aporte de organismos financeiros internacionais e os governos do Brasil e da Bolívia. De fato, o perfil do financiamento das obras corrobora este aspecto. A reduzida propensão dos parceiros privados do projeto em arcar com os riscos iniciais deste empreendimento fez com que a Petrobras assumisse tanto os riscos relacionados ao financiamento da obras quanto aos riscos ligados à construção do gasoduto, assumida pela Petrobras de maneira integral. Como resultado desta postura, a Petrobras absorveu os riscos de US$ 2 bilhões no seu balanço de longo prazo (Torres Filho, 2002).

A assumpção destes riscos elevados por parte da Petrobras resultou, basicamente, em duas ações que correspondem à contrapartida frente aos demais empreendedores do projeto: (i) controle da operação do trecho brasileiro do gasoduto e; (ii) garantia de exclusividade como carregador até o volume de 30 Mm^3/dia. Por sua

vez, estas posições foram consolidadas através da assinatura de um contrato de aquisição de gás pelo período de 20 anos contendo compromisso de compra garantida, ou seja, aquisição de volumes mínimos de gás independente de haver consumo ou não (Torres Filho, *op. cit.*).

2.3- *Estrutura de oferta do gás natural no Brasil*

2.3.1 Caracterização da oferta de gás natural de origem nacional

As reservas provadas brasileiras de gás natural perfazem um total aproximado de 331 Bm^3, sendo que a maior parcela destas reservas ocorre no mar - respondendo por significativos 67,8% do total em 2002, com o estado do Rio de Janeiro liderando como maior detentor individual de reservas "*off shore*" no país (ANP, 2003) – vide tabela 2.1. A primeira implicação deste perfil de oferta potencial refere-se ao fato de que o aproveitamento econômico do gás natural de origem nacional dar-se-à necessariamente a partir de soluções que envolvem maiores custos de transporte quando comparados a gasodutos terrestres. Uma outra observação relevante quanto a estas reservas, é o seu caráter preponderante quanto à ocorrência na forma associada ao petróleo.

Na parte terrestre, por sua vez, destacam-se as reservas localizadas em Urucu (AM), em uma região de difícil acesso no interior da floresta Amazônica, o que envolve dificuldades de escoamento da produção deste gás natural. Praticamente todo o gás natural produzido nos campos de Urucu é reinjetado nos poços de produção de petróleo dadas estas dificuldades. A produção atual de gás natural em Urucu é de cerca de 9,5 Mm^3/dia, sendo 5 Mm^3/dia, a parcela reinjetada. Basicamente, projeta-se escoar esta produção através de dois gasodutos: um ligando Urucu a Porto Velho (RO) e outro ligando Coari (AM) a Manaus (AM)[12], para atender à demanda de energia na região Norte do país. Uma possibilidade aventada quanto à destinação do gás natural produzido em Urucu seria a substituição do óleo diesel na geração elétrica, esperando-se boa competitividade econômica do gás natural, uma vez que seu preço não adota a indexação ao dólar na precificação (Gasnet, 2004).

---

[11] Segundo Torres Filho (2002), o estudo que serviu de base para estimativa da demanda potencial de gás natural no Brasil foi publicado pela Sociedade Privada do Gás (SPG) em 1993.

[12] Já existe um gasoduto ligando Urucu a Coari, de onde a produção de GLP derivada do processamento do gás natural é escoada através de navios até os centros consumidores.

Na tabela 2.1 é apresentado o perfil de reservas nacionais de gás natural por unidade da federação e por origem. Os dados contidos nesta tabela ainda não consideram a reavaliação recente das reservas de gás contidas na Bacia de Santos, fato este que introduz uma nova condição de contorno às possibilidades de desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro. Isto se deve ao fato de se constituírem em reservas significativas e de forma não associada, o que permite estabelecer um aproveitamento econômico dedicado destes campos de gás. Entretanto, dada a dinâmica inerente ao desenvolvimento econômico-comercial de jazidas de gás natural demandar estudos de mercado e ações de desenvolvimento da demanda, pode-se supor com razoável segurança, que são as condições atualmente vigentes de oferta de gás natural nacional que determinarão o ambiente de curto e médio prazo para o mercado gasífero brasileiro.

Tabela 2.1: Distribuição das reservas nacionais de gás natural por estado da federação em 2002.

Tipo de produção	Reservas Provadas (Mm^3)	Reservas Totais (Mm^3)
Terra		
AM	47.893	85.051
RN	3.585	3.845
AL	4.719	7.629
SE	820	928
BA	17.244	23.838
ES	1.809	2.027
PR	-	341
Subtotal Terra	**76.070**	**123.659**
Mar		
CE	1.462	1.515
RN	15.334	15.628
AL	1.118	1.258
SE	3.860	5.089
BA	5.519	11.246
ES	14.467	22.647
RJ	114.852	145.506
SP	3.875	3.875
PR	34	1.517
Subtotal Mar	**160.522**	**208.281**
Total Nacional	**236.592**	**331.941**

Fonte: ANP (2003)

Assim, em função da importância destes dois estados da federação (Rio de Janeiro e Amazonas) no que tange ao porte de suas jazidas, bem como as dificuldades inerentes em cada caso para o atendimento dos mercados consumidores de maior porte (no caso, preponderantemente, o eixo Sul-Sudeste brasileiro), corrobora-se o quadro de dificuldades com que a expansão do gás natural na matriz energética brasileira sempre se deparou.

No que tange à produção nacional de gás natural, os campos localizados na Bacia de Campos são responsáveis por cerca de 43,5% do total brasileiro (este total incluindo gás associado e não associado), ou aproximadamente 19 Mm^3/dia (ANP, 2003). Cabe relembrar que nem toda esta produção se destina ao consumo final, sendo

parte destinada para fins de reinjeção nos poços produtores de petróleo, auto-consumo das plataformas ou, ainda, queimadas em "*flares*" (figura 2.1).

Quanto a esta última parcela, é importante frisar que a legislação brasileira, através da lei n^0 9.478/97 - a chamada lei do petróleo – embora não estabeleça explicitamente limitações quanto a este percentual de queima, ao permitir a cobrança de "*royalties*" pelo gás natural não queimado, busca agir como indutor ao aproveitamento econômico deste gás natural. Deve-se lembrar que, independente da destinação deste gás, entretanto, incidem "*royalties*", que compõe a apropriação de renda por parte do Estado brasileiro decorrente das atividades de E&P no país. Voltaremos a este assunto mais adiante, no tópico que aborda as questões regulatórias da indústria de gás natural no Brasil.

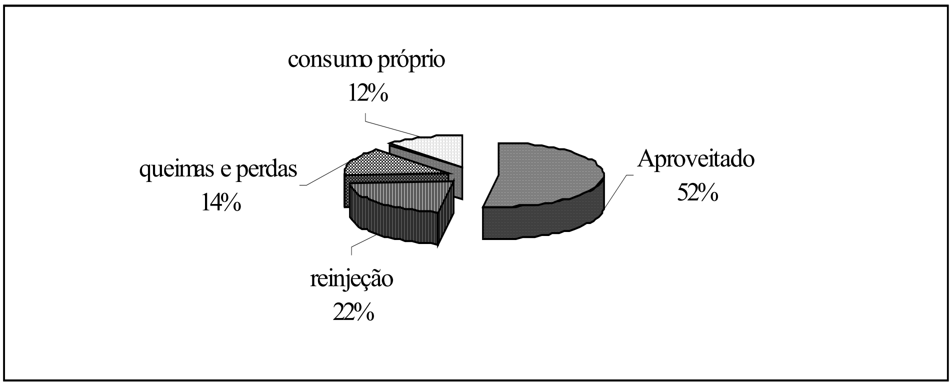


Figura 2.1: Destinação da produção nacional de gás natural em 2002 (Fonte: ANP, 2003).

Cabe destacar que a distribuição do percentual da produção de gás natural destinada à queima não é homogênea no país, estando relacionada à facilidade de escoamento desta produção, o que também contribuiu para sedimentar perfis locais diferenciados para o uso do gás natural produzido de forma associada. De fato, dada a maior participação de reservas de gás não associado no total das disponíveis no Nordeste brasileiro, a relativa escassez de outras fontes energéticas na região, como também a localização de poços em terra ou em lâminas d'água rasas contribui para a redução do custo do gás natural (Cecchi et al., *op. cit.*). Isto explica também a dinâmica da expansão inicial das malhas de transporte de gás natural no Brasil, como veremos adiante.

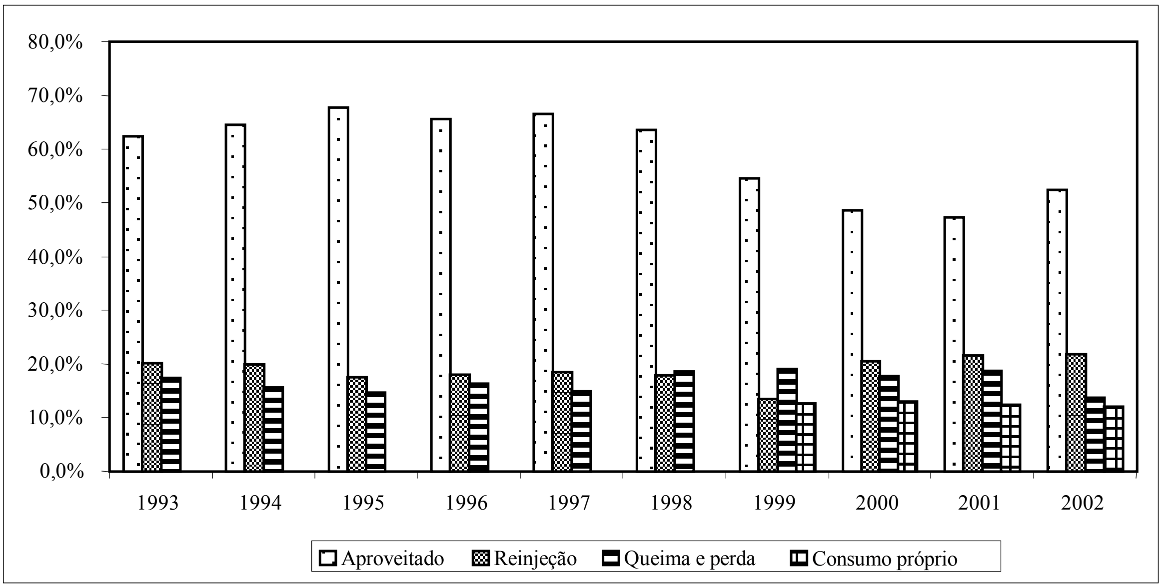


Figura 2.2: Evolução da destinação do gás natural nacional (Fonte: ANP, 2003).

Como se percebe pela análise da figura 2.2, o percentual da *produção* nacional de gás natural destinado à queima, isto é, sem qualquer aproveitamento econômico, encontra-se em cerca de 15% atualmente, número reduzido comparativamente ao histórico de anos anteriores. De fato, Cecchi et al (2001) mostram que em 1970 a destinação do gás para queima absorveu quase a totalidade da sua produção e, em 1984, atingiu aproximadamente 50%. Em virtude do elevado percentual de queima observado nos campos brasileiros de gás associado e baseando-se no princípio de auferir benefícios sociais pelo uso de um recurso energético não renovável, a partir de 1998, a Petrobras e a ANP estabeleceram o "Plano de Queima Zero", visando reduzir este percentual de queima.

Assim, três estados brasileiros – Rio de Janeiro, Amazonas e Bahia, nesta ordem – responderam por 75% da produção nacional total de gás natural em 2002, sendo 87% do total devido a estes estados, de origem associada, aliás, caráter predominante nas reservas nacionais. Por sua vez, cinco estados – RN, AL, SE, ES e RJ – detém cerca de 95% das reservas totais de gás natural não associado.

Um outro ponto interessante a ser observado na história do gás natural no Brasil refere-se à dinâmica de expansão das malhas de transporte deste energético. Esta expansão se iniciou no estado da Bahia, com o perfil desta fase inicial de desenvolvimento desta infra-estrutura de transporte caracterizada por acréscimos de capacidade esporádicos, ocorridos entre 1956 e 1978. A partir de 1979, com a instalação de gasodutos no Rio de Janeiro, Espírito Santo e no Nordeste, a infra-estrutura brasileira

de transporte de gás natural experimentou maiores taxas de expansão, como se pode observar pelo comportamento da curva apresentada na figura 2.3. Foi somente entre o período compreendido entre 1979 e 1989 que a malha de transporte de gás natural experimentou um crescimento mais acelerado, ocorrendo nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e diversos pontos do Nordeste. É importante resgatar que foi entre 1980 e 1985 que a produção de gás na Bacia de Campos assume papel de liderança na oferta nacional de gás natural (Cecchi et al., 2001) e neste sentido, constitui-se o aproveitamento destas reservas um “divisor de águas” na indústria brasileira de gás natural, pelo menos no que tange ao patamar de oferta interna de gás natural até então observado.

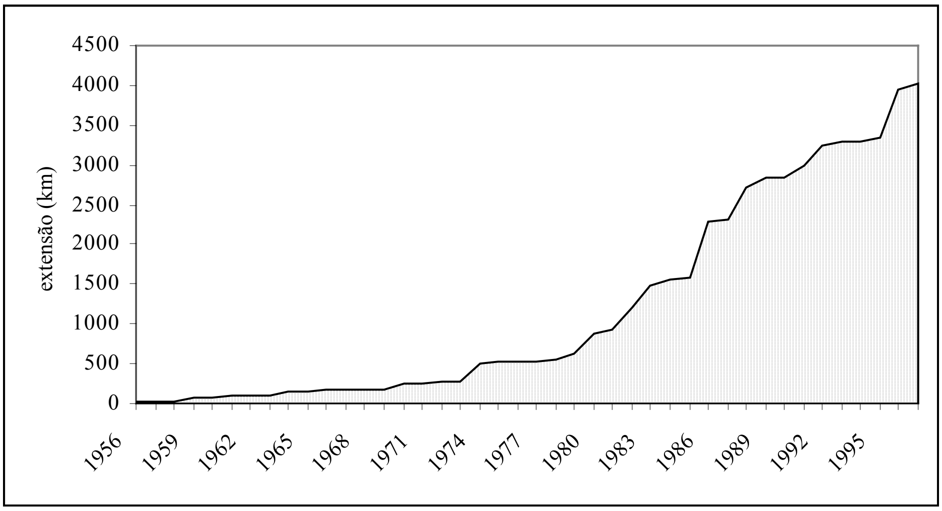


Figura 2.3: Evolução da extensão cumulativa de gasodutos no Brasil, em km (Fonte: Cecchi et al., 2001).

Fundamentalmente, pois, a dinâmica de expansão da malha de gasodutos brasileiros se deu inicialmente em regiões isoladas muito em função da disponibilidade local de reservas de gás natural no país com interligações realizadas de forma gradual. Foi exatamente assim que se procedeu no caso do Nordeste brasileiro onde, até 1998, existiam dois sistemas de transporte de gás natural isolados geograficamente: um situado na região do estado do Rio Grande do Norte, e outro situado mais ao Sul, envolvendo os estados de Sergipe, Alagoas e Bahia, localizados mais próximos as reservas do recôncavo baiano.

Por sua vez, no caso da região Sudeste, as reservas gasíferas da Bacia de Campos voltaram-se ao atendimento dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas

Gerais. No mesmo sentido, a constituição de um sistema isolado de transporte de gás natural para estado do Espírito Santo se deu (Cecchi et al., *op. cit.*). Na verdade, toda esta dinâmica de desenvolvimento de malhas de transporte de gás natural no Brasil somente corrobora a lógica inerente de evolução do mercado gasífero: atendimento paulatino de mercados com demanda regular, com a maior parte das interconexões sendo realizadas à medida que se observe a necessidade de estabelecimento de fluxos de gás natural em decorrência do surgimento de déficits ou superávits de gás em cada região de consumo.

2.3.2 Caracterização da oferta de gás natural importado

As já mencionadas dificuldades em viabilizar a maior penetração do gás natural na matriz energética brasileira tiveram em um projeto de integração energética com a Bolívia, um iniciativa para concretizar este aumento. De fato, trata-se o gasoduto Bolívia-Brasil a principal infra-estrutura de oferta de gás natural no país, comparativamente aos projetos atualmente existentes.

O gasoduto Bolívia-Brasil liga as reservas de Rio Grande (Bolívia) a Porto Alegre (RS), passando em cinco estados brasileiros (Matogrosso do Sul, São Paulo, Paraná e Santa Catarina e Rio Grande do Sul), num total de 2.593 km de extensão de tubos de transporte no território brasileiro[13] (TBG, 2002). Apesar da existência de intenção de importar gás boliviano pelo Brasil desde a década de 30, apenas em 1993 foi assinado um acordo internacional entre estes dois países para constituição de um projeto de importação do gás. Esta solução apresentava convergência de interesses para os dois países, uma vez que, de um lado, ao Brasil interessava incrementar a participação do gás natural em sua matriz energética, e do outro, a Bolívia, cuja demanda doméstica por gás é bastante inferior ao volume de reservas provadas e prováveis (Turdera et al, 1997) de gás natural, surgia uma alternativa de monetização de suas reservas de gás natural. Como bem destaca Torres Filho (2002), a exportação de gás natural para o Brasil representou para a Bolívia um instrumento de desenvolvimento, posto que, por muitos anos, sua economia foi dominada pelo tráfico de drogas e corroída pela inflação.

---

[13] A extensão total do gasoduto, considerando o percurso em território boliviano e brasileiro é de 3.150 km. Como informações técnicas adicionais, este gasoduto encontra-se em média, a 1,0 m da superfície e com faixa de servidão de 20 m de largura (TBG, 2002).

É igualmente interessante destacar, sob uma perspectiva histórica, também uma alternativa aventada para oferta de gás natural no Brasil utilizando-se das reservas de gás natural situadas em Camisea (Peru). Entretanto, dadas as características intrínsecas da região[14] – localizadas em região remota na floresta equatorial peruana tornou-se difícil o escoamento deste gás para o Brasil através de gasodutos de transporte, por duas razões: (i) dificuldade de transposição da floresta e condução de obras civis para instalação do gasoduto; (ii) o traçado necessariamente sofreria desvios significativos pela existência de uma área de preservação ambiental no Peru, situada a meio do caminho. Assim, as soluções pensadas para monetizar estas reserva incluem o direcionamento da produção deste gás para uso termelétrico e indústrias pesadas peruanas, havendo a possibilidade de exportação de gás via GNL.

Uma outra frente de importação de gás natural origina-se no cone sul, onde projetos de integração com a vizinha Argentina permitem o escoamento de até 12 Mm^3/dia (Cecchi et al., 2001). Como as distâncias de transporte envolvidas são sobremaneira menores do que as envolvidas no caso do gás boliviano, esta importação pode configurar um contexto de competição gás-gás, sentido principalmente nos dois estados situados mais ao extremo sul do Brasil: Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Esta situação seria no mínimo curiosa para um mercado gasífero em formação como é o caso do brasileiro, uma vez que estabelecer-se-ia um padrão de competição gás-gás (ou inter-malhas), normalmente observado em mercados gasíferos com maior grau de maturação, como é o caso da Inglaterra (Rethore, 1998).

Ainda no cone sul, é interessante registrar a intenção de construção do gasoduto Cruz del Sur, visando inicialmente o atendimento da demanda de gás natural por termelétricas e pelo setor industrial do estado do Rio Grande do Sul, neste caso, tanto como matéria prima quanto como combustível. O gasoduto, com capacidade de escoamento de até 12 Mm^3/dia e 505 km de extensão, permitiria uma integração maior com reservas de gás da Argentina, atravessando o território uruguaio.

Finalmente, é mister destacar o anúncio feito pelo governo brasileiro em dezembro de 2001 acerca do interesse em construir o chamado gasoduto da integração (Gasin). O gasoduto, com percurso total estimado em 5.250 km, iniciaria nos campos de produção de gás situados no Sul da Bolívia e passando pelas regiões produtoras de gás ao Norte da Argentina. Daí, seguiria pelo Paraguai, através de sua capital (Assunção) e

---

[14] Mostrando similaridade com o caso da produção de gás natural na província petrolífera de Urucu.

entraria no território brasileiro através da fronteira oeste de Santa Catarina. Os investimentos totais do projeto – estimados em US$ 5 bilhões – demandam ainda a formatação de parceiras com agentes privados e arranjos com organismos multilaterais de financiamento, a exemplo do que ocorreu no gasoduto Bolívia-Brasil. Um dado relevante neste caso é que, somente em ações para desenvolvimento de mercados locais – incluindo expansão de redes de distribuição de gás canalizado, equipamentos de cogeração, geração termelétrica e gás natural comprimido – seriam demandados adicionais US$ 7 bilhões (IEA, 2003), cifra esta bastante considerável. Pode-se antever, pois, o papel fundamental da disponibilidade de capital para o desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro. Este é um aspecto-chave a este desenvolvimento, ao lado de aspectos intrínsecos à indústria de gás natural, como a correta precificação e o provimento de condições regulatórias adequadas que incentivem os investimentos seja pela adequada alocação da renda gasífera ao longo da cadeia produtiva do gás, seja pela mitigação de riscos dos investimentos, desincentivando comportamentos oportunistas.

Afora este quadro de potencial de oferta de gás natural no Brasil, em 2002 o volume total de importações deste energético respondeu por aproximadamente 14,4 Mm^3/dia (MME, 2003), respondendo o gás boliviano por 13,1 Mm^3/dia (ANP, 2003). Na tabela 2.2 pode-se visualizar a evolução histórica das importações de gás natural brasileiras.

Tabela 2.2: Evolução das importações brasileiras de gás natural. Valores em bilhões de m^3.

Origem	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Bolívia	400	2.105	3.855	4.777
Argentina	-	106	753	492
Total	**400**	**2.211**	**4.608**	**5.269**

Fonte: ANP (2003)

2.3.3 Infra-estrutura de oferta de gás natural disponível

A seguir, deter-nos-emos sobre a atual estrutura de oferta disponível para disponibilização de gás natural ao usuário final, incluindo as unidades de processamento de gás natural (UPGN´s) e a malha de transporte de gás natural disponível no país. Objetiva-se, assim, caracterizar o estágio atual de desenvolvimento desta infra-estrutura no país, de forma a identificar as perspectivas de oferta de gás natural no Brasil.

2.3.3.1 Unidades de processamento de gás natural (UPGN´s)

Na pode-se visualizar a capacidade instalada total de processamento de gás natural no Brasil em 2002, correspondente a cerca de 30 Mm^3/dia. Estas unidades englobam a seqüência de operações destinadas à remoção de impurezas contidas no gás natural (vapor d'água e compostos de enxofre) para melhoria das suas propriedades de transporte ao mercado consumidor e para proteção dos equipamentos, bem como também para separar as frações mais pesadas de maior valor econômico, tais como gasolina e GLP. Origina-se, além destes produtos, o denominado gás "seco", composto principalmente por metano e etano.

2.3.3.2 Rede de transporte de gás em alta pressão

Sob uma perspectiva quanto à origem do gás natural escoado – que mantém uma convergência também com um critério de desenvolvimento da malha de transporte de alta pressão – o sistema nacional de gasodutos pode ser dividido entre o sistema de transporte de gás natural de origem nacional e importado. Paulatinamente, se observa uma tendência à interligação destes gasodutos, em decorrência de cenários de crescimento da demanda por gás no Brasil, com o que esta classificação (gás natural de origem nacional e de origem importada) deverá perder importância.

2.3.3.2.1 Transporte do gás natural de origem nacional

Pode-se dizer que a rede de transporte de gás natural de origem nacional se encontra subdividida em quatro malhas distintas, de propriedade integral da Petrobras:

- A **Malha Nordeste Setentrional (Malha I)**, compreendendo os trechos do Gasoduto Guamaré–Cabo e Guamaré–Pecém, atendendo aos estados Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco;
- A **Malha Nordeste Meridional (Malha II)**, atendendo aos estados de Sergipe e Bahia e composta por uma rede maior de gasodutos;
- A **Malha Espírito Santo (Malha III)**, atendendo exclusivamente ao estado do Espírito Santo;

- A **malha IV**, que atende a região de maior consumo de gás natural no país, compreendendo os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo e movimenta a maior quantidade do gás natural produzido no Brasil.

Na tabela 2.3 se pode visualizar os principais dados físicos relativos às tubulações de transporte de gás natural, associados em um primeiro momento, ao escoamento do gás natural produzido em jazidas de gás de origem nacional. Uma vez que existe uma tendência de integração entre malhas, caso seja experimentado um ambiente de maior crescimento do mercado gasífero no país, não se distinguirá mais a origem do gás que escoa nas instalações de transporte.

Como se percebe, a malha IV, que atende à região Sudeste, responde por cerca 40% da extensão total e aproximadamente 69%[15] da vazão máxima de transporte do gás nacional de origem nacional. Embora a malha II responda por apenas 9% da extensão total da malha nacional – menos do que a malha I, que detém 26% - a maior participação na capacidade de escoamento (vazão) se deve ao fato de utilizar instalações com maior diâmetro de tubulação, o que expande a capacidade de transporte do gás natural. Ainda, como comentário adicional, o aproveitamento das reservas de Urucu somente poderá se dar a partir da construção dos gasodutos ligando Urucu-Porto Velho e Coari-Manaus (Portal Gás e Energia, 2004).

[15] Notar que a capacidade de transporte do GASALP não é considerada neste número.

Tabela 2.3: Composição da malha de transporte de gás de origem nacional.

Malha[1]	Nome do gasoduto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão máxima (mil m^3/dia)
I	Guamaré (RN) – Cabo (PE)	424	12	860
	Guamaré (RN) – Pecém (CE)	382	10-12	800
	Alagoas – Pernambuco[2]	204	n.d.	n.d.
	Subtotal – malha I	***1.010***		***1.660***
II	Atalaia (SE) – Catu (BA)[3]	232	14	1.103
	Santiago (BA) – Camaçari I (BA)	32	14	1.000
	Santiago (BA)– Camaçari II (BA)	32	18	1.800
	Candeias (BA) – Camaçari (BA)	37	12	1.000
	Aratu (BA) – Camaçari (BA)	20	10	700
	Subtotal – malha II	***353***		***5.603***
III	Lagoa Parda (ES) – Aracruz (ES)	38	8	1.000
	Aracruz – Vitória	73,8	8	1.000
	Serra – Viana[4]	30	8	660
	Subtotal – malha III	***141,8***		***2.660***
IV	Cabiúnas (RJ) – Reduc (RJ)	183	16	4.250
	Reduc (RJ) – Regap (MG)	357	16	1.952
	Reduc (RJ) – Esvol (RJ)	95,2	18	4.215
	Esvol (RJ) – Tevol (RJ)	5,5	14	4.215
	Esvol (RJ) – São Paulo (SP)	325,7	22	4.215
	RBPC (SP) – Capuava (SP)	37	12	1.530
	RBPC (SP) – Comgás (SP)	1,5	12	1.550
	Subtotal – malha IV	***1.004,9***		***21.927***
	Total das malhas	**2.509,7**		**31.850**

Notas: 1- Malha I: malha Nordeste Setentrional (CE-RN-PB-PE-AL); Malha II: malha Nordeste Meridional (SE-BA); Malha III: malha Espírito Santo; Malha IV: malha RJ-SP-MG; 2- Também denominado GASALP; 3- Também conhecido como GASEB; 4- Conhecido como GASVIT.

Fonte: Elaborado a partir de Portal Gas e Energia (2004) e Cecchi et al. (2001)

Finalmente, deve-se destacar o projeto malhas, que visa a expansão do sistema de transporte de gás a alta pressão no país, visando fundamentalmente ampliar e interligar a malha de gasodutos das regiões Nordeste e Sudeste do país, para o atendimento da demanda por gás natural pelas usinas termelétricas constantes do

Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT)[16]. A estruturação para obtenção de financiamento para o projeto baseou-se no estabelecimento de um consórcio denominado "consórcio malhas Sudeste e Nordeste" constituído por duas sociedades de propósito específico (SPE´s) e a Transpetro, mas a modelagem de negócio proposta inicialmente pela Petrobras esbarrou em uma série de considerações realizadas pela Agência Nacional do Petróleo – a quem cabe a regulação econômica do mercado brasileiro de gás natural – e após vários meses de negociação, a modelagem inicialmente proposta foi aceita, mediante a assinatura de um termo de compromisso por parte da Petrobras, no sentido de se aproximar ao modelo previsto na lei n^0 9.478/97[17] (ANP, 2004).

2.3.3.2.2 Transporte do gás natural importado

Além dos gasodutos que ligam reservas nacionais de gás natural aos mercados consumidores, também se destacam os gasodutos que permitem a interligação de reservas externas aos país, sendo o gasoduto Bolívia-Brasil, o mais importante deles até o momento. Este gasoduto, com capacidade total de transporte equivalente a 30 Mm^3/d, adiciona a malha brasileira de transporte de gás natural, 2.593 km no lado brasileiro.

No cone sul, iniciativas de importação de gás natural da Argentina incluem a construção do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre com 615 km de extensão, o qual atende simultaneamente a dois objetivos: (1) fornecimento de insumo para geração de eletricidade no estado do Rio Grande do Sul, que importa quantidade substancial deste energético; (2) servir de elemento de interligação entre as bacias gasíferas da Argentina, Brasil e Bolívia (BNDES, 2000). Este gasoduto tem capacidade de escoamento de até 15 Mm^3/dia e servir cerca de 23 municípios em sua área de influência (Cecchi et al.,

---

[16] É conveniente lembrar que a responsabilidade de garantia de abastecimento de gás natural para as usinas inseridas no PPT por um prazo de 20 anos originou-se de um decisão imposta pelo governo federal à Petrobras (ANP, 2004).

[17] A ANP formalizou a sua concordância com a estrutura apresentada para o Projeto Malhas através do Ofício nº 050/DG, expedido pelo Diretor Geral da Agência, em 28 de Março de 2003. O termo de compromisso assinado em 08/04/2003 entre Petrobras e ANP, por sua vez, exige da estatal o cumprimento de exigências regulatórias ao final de dez anos contados a partir da assinatura do termo de compromisso, visando à separação da atividade de transporte de gás natural, devido à modelagem inicial: *"(i)ser incompatível com o modelo concorrencial previsto na lei n^0 9.478/97;(ii) não configurar a criação de um transportador independente, autônomo e transparente; (iii) constituir o poder decisório centralizado no líder do consórcio,...,empresa....100% Petrobras; (iv) estabelece um único agente para operação dos sistemas de transporte independentes; (v)gerar propriedades dos ativos dispersa entre diversas empresas."* Obs.: grifos do autor, não contidos, pois, no documento original disponível em http://www.anp.gov.br. Para o acompanhamento mais detalhado deste processo, recomenda-se consultar o material disponível neste "*site*" acerca do assunto.

2001). A obra é composta por duas etapas: (a) a primeira, já concluída em 2000, é composta por dois trechos, um ligando a fronteira entre o Brasil e a Argentina até o "*city gate*" de Uruguaiana (ramal com 25 km de extensão), com a finalidade de suprir a demanda de uma termelétrica com capacidade de 600 MW. O segundo trecho interliga o município de Canoas, na região metropolitana de Porto Alegre, para o atendimento do pólo industrial, onde se situa a Copesul; (b) a segunda etapa, que envolve a interligação destes dois trechos, perfazendo 565 km de extensão, destina-se ao abastecimento da cidade de Porto Alegre com o gás natural de origem argentina (Portal Gas e Energia, 2004).

Finalmente, deve-se citar o gasoduto lateral Cuiabá, cujo mote é o fornecimento de gás natural para funcionamento da Usina Termelétrica Cuiabá I, com potência instalada de 480 MW. Com capacidade de transporte projetada de 2,8 Mm^3/dia e diâmetro de 18 polegadas, o gasoduto inicia ainda no trecho boliviano do gasbol e entrou em operação no ano de 2002. Deve-se ressaltar que, além das fontes de fornecimento bolivianas, o gasoduto também recebe gás oriundo da Argentina para a operação da termelétrica (IEA, 2003).

Segundo Torres Filho (2002), pode-se afirmar que, num horizonte de curto e médio prazo, inexistem gargalos de oferta quanto à capacidade de transporte de gás natural a alta pressão no país. De fato, somente no que tange à capacidade do gasoduto Bolívia-Brasil, a capacidade nominal atual é de 30 Mm^3/dia, podendo ser expandida para até 72 Mm^3/dia, através de investimentos de caráter marginal em compressores e "*loops*", ou seja, através de duplicações por percursos limitados do duto original. Somando-se a isto, a atual disponibilidade de reservas de gás natural para o mercado brasileiro, pode-se compor um quadro síntese tal como o apresentado na tabela 2.4. Os números contidos nesta tabela baseiam-se na manutenção do estado atual de aproveitamento de reservas nacionais de gás natural (porte das reservas e eficiência no aproveitamento das mesmas), bem como nos projetos em andamento ou com intenções de investimento já colocados aqui neste texto. Com o desenvolvimento efetivo do mercado brasileiro de gás natural, evidentemente, a oferta poderá apresentar aumento.

Tabela 2.4: Estimativa do potencial de oferta de gás natural para o mercado brasileiro.

Origem da oferta	Oferta potencial de gás (Mm^3/dia)
Produção nacional[1]	22
Importações	
Bolívia[2]	*72*
Argentina[3]	*27*
Total	**121**

Nota: 1- Considerando um cenário de manutenção das parcelas atuais de reinjeção e queima e sem crescimento das atuais reservas de gás. Ainda, considera o escoamento da produção de Urucu. Números não consideram a contribuição da Bacia de Santos; 2- Através da duplicação do gasoduto Bolívia-Brasil, segundo apresentado em Torres Filho (2002); 3- Somando-se as capacidades totais de oferta dos gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre e Cruz del Sur.

Este potencial de oferta identificado é sobremaneira relevante no atual estágio de desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro, prestando-se ao atendimento da demanda por gás natural no país e assim não se configurando gargalos significativos para oferta de gás natural no país no horizonte de curto e médio prazo. Dada esta condição observada, a realização do potencial de consumo de gás natural no país depende, pelo menos no horizonte de curto/médio prazo, de ações de desenvolvimento da demanda e é justamente sobre este aspecto que nos debruçaremos nesta tese, analisando forças motrizes.[18] Na figura 2.4 pode-se observar uma representação esquemática do potencial de integração de reservas de gás ao mercado brasileiro.

[18] Como se verá adiante, estas forças motrizes foram convenientemente segmentadas em variáveis de "contexto" e "de ação", estas últimas sobre as quais se aplicam ações de incentivo. Variáveis de contexto, como o nível de preços internacionais do petróleo, embora com relevante impacto sobre a viabilização econômica do consumo de gás natural, não permitem margem de manobra para ação governamental.

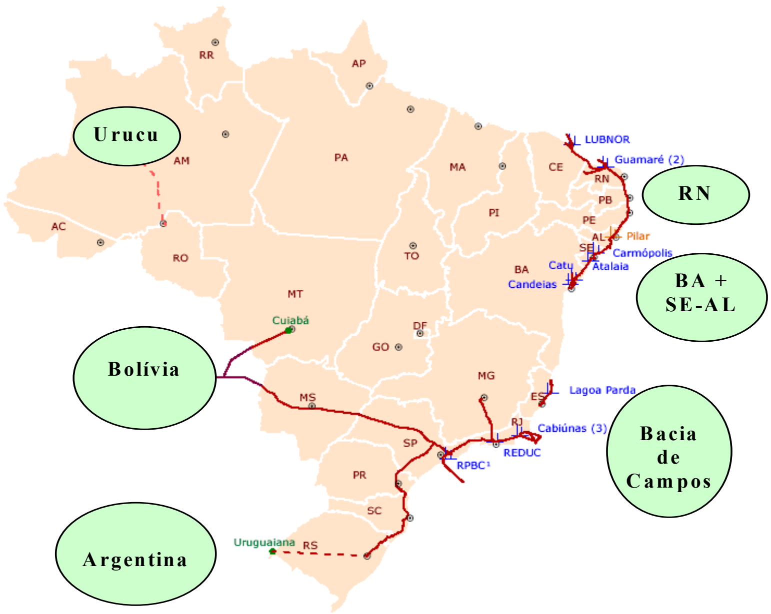


Figura 2.4: Representação esquematizada das reservas de gás natural acessíveis ao mercado brasileiro associadas à malha de transporte atualmente disponível no país.

Esta constatação mostra a importância ainda maior de se prover estratégias para maior penetração do gás natural na ponta final do consumo de forma que a renda gasifera gerada seja adequada para simultaneamente estimular a substituição dos energéticos substitutos em uso corrente, remunerar os investimentos em infra-estrutura e também gerar recursos para financiar a expansão das malhas. O desequilíbrio ao tratar estes aspectos resulta, basicamente, em duas situações:

- A ocorrência das chamadas "bolhas" de oferta, caracterizadas pela ociosidade da rede instalada, dado que capacidade de transporte estaria sobredimensionada em relação a demanda por gás natural;
- O desabastecimento do mercado, dado pela incapacidade de se prover um ambiente adequado de investimentos em expansão de malhas, instalações auxiliares e equipamentos de consumo de gás natural, constituindo-se em gargalos ao crescimento no curto prazo e incentivando a penetração de energéticos concorrentes ao gás natural em um mercado já conquistado.

2.3.3.3 Rede de transporte de gás de media e baixa pressão

Esta infra-estrutura corresponde àquela necessária à distribuição de gás canalizado em âmbito estadual e, por conseguinte, para atingir o consumidor final de gás natural. A atividade de distribuição de gás canalizado é uma concessão estadual, podendo ser exercida por agentes privados ou públicos, como estabelecido na constituição federal em seu artigo 25^0 (Ribeiro, 1989; Brasil, 2004).

Atualmente, a rede brasileira de distribuição é de responsabilidade de 23 distribuidoras estaduais, perfazendo uma extensão total de 8.987 km de redes de distribuição de gás canalizado, com um volume total distribuído de 31,5 Mm^3/dia de gás[19]. Importante frisar que a região Sudeste responde por 75% da extensão total desta malha de distribuição e transporte e individualmente, o estado de São Paulo detém no mínimo, 3.550 km (40% do total nacional), devido à indisponibilidade de informações de uma das distribuidoras localizadas naquele estado, acerca de sua área de concessão. Ainda, é relevante citar que, de 4.908 municípios cobertos pela área de concessão destas concessionárias, apenas 237 deles (4,8% do total) apresentam algum grau de acesso à rede de distribuição de gás canalizado e isto expõe o tamanho do desafio em expandir o consumo do gás natural no país. Se por um lado, a disponibilidade de reservas de gás natural e a capacidade de transporte de gás natural a alta pressão não se apresentam como gargalos ao mercado gasífero brasileiro no horizonte de curto/médio prazo, o mesmo não se pode dizer da capacidade de distribuição de gás canalizado. Alguns indicadores relativos à distribuição de gás canalizado no Brasil são apresentados na tabela 2.5. Obviamente, os indicadores sugeridos são preliminares, mas servem com parâmetro de comparação inicial.

[19] Este número considera gás natural e gás manufaturado.

Tabela 2.5: Perfil regionalizado de distribuição de gás canalizado no Brasil, segundo indicadores propostos.

Parâmetro	**S**	**SE**	**CO**	**NE**	**N**
Grau de cobertura da CDL[1] (%)	3,5%	8,6%	0,6%	3,0%	0,0%
Extensão da rede (km)	1.181	6.678	58	1.070	0
Volume de gás distribuído (mil m^3/dia)	3,77	20,53	0,61	6,65	0,00
Total de clientes	1.181	6.678	58	1.070	0
Transporte médio de gás (mil m^3/dia/km)	3,19	3,07	10,44	6,21	n.a.

Nota: refere-se ao percentual de municípios com algum grau de atendimento em relação à ao número total de municípios contidos na área de concessão da companhia distribuidora local (CDL).

Fonte: elaboração própria a partir de Portal Gas e Energia (2004)

Cabe destacar o grande volume de transporte observado na região Centro-Oeste, o que indica tubulações com maior diâmetro médio – aos quais se associam maiores vazões de escoamento de gás natural – e este fato se deve essencialmente, ao perfil de clientes observados na área de concessão da MSGAS, onde se localizam duas termelétricas a gás natural. De fato, sinaliza também que é reduzida a capilaridade da demanda de gás natural na região Centro-Oeste do país. Voltaremos a uma abordagem mais pormenorizada destes aspectos no item "Estrutura da demanda brasileira de energia".

2.4- *Estrutura da demanda brasileira de energia*

2.4.1 Aspectos gerais

Como já asseverado, as restrições historicamente observadas ao uso do gás natural no Brasil, resultaram na reduzida participação deste energético na matriz brasileira de consumo de energia. Todavia, em função da já comentada alteração do contexto de oferta e demanda de gás natural no país, conjugada às iniciativas em curso para o desenvolvimento da indústria gasífera nacional,[20] desde que equacionadas questões básicas para a alavancagem deste mercado, existe tendência de crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira.

[20] Incluindo a discussão da política nacional do gás natural, da discussão de aspectos regulatórios desta indústria, bem como a iniciativa de agentes econômicos para viabilização de projetos de expansão de malhas e de uso de gás natural.

Segundo os dados disponíveis no Balanço Energético Nacional (MME, 2003), no ano de 2002, observou-se o crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira para 7,5% do total de energia primária demandada no país, sendo o uso industrial responsável por 17,6 Mm^3/dia demanda total ou, equivalentemente, 47,3% do total do consumo de gás no Brasil. Ainda, é importante destacar a preponderância do uso energético do gás natural, sendo bastante reduzido o seu uso como matéria prima. De fato, em anos de 2002, esta participação tem se mostrou equivalente a 6,9%, com uma demanda anual aproximada de 2,1 Mm^3/dia. Deve-se citar, ainda, que a nafta petroquímica, a principal concorrente ao gás natural como matéria prima, apresentou um consumo de aproximadamente 24.658 mil m^3/dia em 2002, utilizada em produção petroquímica e como redutor siderúrgico (MME, 2003). Como já destacado no capítulo anterior, este número não causa surpresa, uma vez que foram os mercados energéticos de gás natural, os efetivos limitantes ao desenvolvimento de mercados de gás natural e no Brasil constata-se a mesma dinâmica de viabilização do mercado de gás.[21]

Numa perspectiva histórica, o consumo de gás natural nos setores finais foram sustentados por quase dez anos pela indústria siderúrgica e petroquímica, tendo esta última contribuído com um significativo volume de consumo a partir de 1976/1977, a partir da plena operação do Pólo Petroquímico de Camaçari (BA). Ao lado das planta de processamento de gás natural (UPGN´s) e dos campos de petróleo, estas eram as aplicações do gás natural nessa época, cujo aproveitamento econômico no país só foi, de fato, iniciado a partir de 1980. A partir daí, o uso do gás natural no país segue a seguinte cronologia (Cecchi et al., 2001):

- Em 1985, a demanda por gás natural para produção de combustíveis se equipara à demanda até então predominante para uso petroquímico e siderúrgico. A maior disponibilidade de gás natural também viabilizou a expansão do mercado para outro segmentos industriais.;

[21] Isto não significa que empreendimentos de aproveitamento de gás natural como matéria prima não possam atuar como viabilizadores locais de mercados gasíferos, mas significa que o equacionamento econômico de mercados gasíferos depende de volumes de consumo de gás natural sobremaneira mais elevados, que permitam ao projeto atingir escalas razoáveis nas instalações, desde a etapa de exploração e produção e incluindo a infra-estrutura de transporte, de modo que se aproveitem adequadamente as economias de escala presentes nesta indústria. Ao aproveitar este efeito, também o gás natural pode chegar ao mercado final com um preço mais atrativo.

- A ampliação da Refinaria de Duque de Caxias (Reduc) em 1987, constititui-se num marco decisivo à diversificação dos clientes industriais bem como contribuiu para deslanchar o mercado do gás na região Sudeste;
- Em 1990, o uso energético do gás natural torna-se a maior destinação do gás natural no Brasil, atendendo majoritariamente setores energo-intensivos tais como a indústria do vidro e cerâmica, papel & celulose, alimentos e bebidas, mínero-metálicos (cimento, metais não ferrosos, mineração & pelotização).

Na década de 90, observa-se, ainda, a expansão, ainda que tímida, do uso do gás natural para segmentos não relacionados às atividades industriais, notadamente os setores comercial e residencial, mas cuja tendência de crescimento foi interrompida entre 1996 e 1998. Em setores como o de transporte e comercial, a penetração do gás natural concentrou-se nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, apresentando crescimento com taxas relativamente altas de expansão, favorecidas pela pré-existência de redes de distribuição de gás manufaturado, onde a viabilização da oferta de gás natural necessitava de ações marginais, do ponto de vista do investimento, para adaptações tanto para movimentação quanto para o uso final do gás natural. Durante a segunda metade da década de 1990, observa-se a saturação deste processo de substituição do gás manufaturado pelo gás natural, fato que coincide com a necessidade de expansão da malha de distribuição de gás canalizado na área de concessão destas distribuidoras estaduais. Esta desaceleração relaciona-se, basicamente, a dois aspectos: (i) forte redução dos investimentos e gastos destas companhias estaduais para futura alienação de patrimônio para privatização das atividades; (ii) a partir deste ponto de saturação do mercado, a expansão do mercado faz com que as companhias se deparem os elevados custos de acesso de clientes urbanos à rede de distribuição, em função da inexistência de redes urbanas de distribuição de gás canalizado (Cecchi et al., *op. cit.*).

2.4.2 Segmentação de mercado

Do ponto de vista da penetração do gás natural, importa também caracterizar o estágio atual de participação de energéticos concorrentes nos demais setores da economia brasileira. A estrutura de consumo de energia observada em 2002, por fonte e por setor da economia brasileira, pode ser visualizada na tabela 2.6.

Como se depreende destes dados, o atual consumo de gás natural encontra-se concentrado no setor industrial brasileiro, com cerca de 62% do total, sendo a indústria

química responsável pelo maior consumo entre os segmentos do setor industrial. Também é neste setor que se concentram substanciais oportunidades de deslocamento de energéticos tais como o óleo combustível (71,3%), carvão vapor (100%) e lenha (35,2%). Quanto a esta última fonte energética, a despeito de apresentar potencial significativo de substituição no setor industrial, sua predominância se observa no setor residencial, tal como ocorre com o GLP. Ainda, como informações relevantes, o setor industrial responde por aproximadamente 39% da demanda total de energia no Brasil e devido ao fato de serem os energéticos derivados do petróleo os principais concorrentes do gás natural e corresponderem a 43,1% da oferta total de energia primária no Brasil (MME, 2003), é importante avaliar os usuários que concentram o uso deste derivado. De fato, a análise de forças motrizes à penetração do gás natural no setor industrial ganha bastante importância neste contexto.

Tabela 2.6: Estrutura de participação do gás natural e energéticos concorrentes nos diversos setores da economia brasileira. Ano-base: 2002.

	Gás natural	**Óleo combustível**	**GLP**	**Carvão vapor**	**Lenha**
Consumo final não energético	**6,9%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
Consumo final energético	**93,1%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**
Setor					
Energético	23,8%	11,9%	0,1%	0,0%	0,0%
Residencial	1,7%	0,0%	82,5%	0,0%	53,3%
Comercial/Público	2,4%	6,5%	9,1%	0,0%	0,5%
Agropecuário	0,0%	1,3%	0,3%	0,0%	11,0%
Transporte	9,5%	9,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Industrial	62,5%	71,3%	8,0%	100,0%	35,2%
Cimento	*1,6%*	*2,3%*	*0,0%*	*2,7%*	*0,3%*
Ferro-gusa e aço	*16,0%*	*1,8%*	*13,6%*	*1,6%*	*0,0%*
Ferro-ligas	*0,0%*	*0,2%*	*0,0%*	*0,0%*	*1,3%*
Mineração e pelotização	*5,4%*	*12,9%*	*5,5%*	*0,0%*	*0,0%*
Não-ferrosos e outros metais	*2,9%*	*14,8%*	*9,0%*	*0,0%*	*0,0%*
Química	*29,5%*	*15,8%*	*2,9%*	*22,0%*	*0,8%*
Alimentos e bebidas	*6,5%*	*14,6%*	*11,2%*	*18,2%*	*34,8%*
Têxtil	*3,4%*	*3,3%*	*2,6%*	*0,0%*	*1,5%*
Papel e celulose	*7,3%*	*15,0%*	*5,2%*	*23,3%*	*21,4%*
Cerâmica	*12,1%*	*5,9%*	*25,6%*	*10,0%*	*29,4%*
Outras indústrias	*15,2%*	*13,4%*	*24,4%*	*22,1%*	*10,5%*

Fonte: MME (2003)

É interessante também se registrar o estágio do parâmetro “preços relativos” entre o gás natural e os energéticos concorrentes, uma vez que é a competitividade econômica do gás determinada através desta relação de preços. Assim, para aquelas fontes onde esta relação seja menor do que um, o gás natural encontra um potencial promissor de penetração. É mister registrar ainda, que estes preços têm mostrado comportamento errático ao longo dos anos, não se podendo estabelecer claramente uma linha de tendência muito clara, quando observamos os dados do balanço energético nacional.

Neste sentido, é de se esperar bom nível de competitividade frente aos óleos diesel e combustível, gasolina, álcool e GLP ou seja, principalmente no setor de transportes – segmento rodoviário -, setores residencial e no setor industrial. Por sua vez, a competição com carvão vapor e lenha, seja ela advinda de coleta ou reflorestamento, é bastante prejudicada. Neste caso, destacam-se principalmente os setores residencial de baixa renda localizados no interior do país e segmentos industriais que utilizem estas fontes. Outra estratégia que não a focada exclusivamente em custos deve ser conduzida para penetração neste mercado. Uma síntese dos principais energéticos concorrentes do gás natural por segmento da economia é apresentada na tabela 2.7.

Tabela 2.7: Energéticos concorrentes com o gás natural por setor de consumo de energia no Brasil.

Setor	Energéticos concorrentes principais
Residencial	
Aquecimento de água	Lenha, GLP, eletricidade
Cocção	Lenha, GLP, eletricidade
Condicionamento ambiental	eletricidade
Comercial	
Aquecimento de água	GLP, eletricidade
Cocção	GLP, eletricidade
Condicionamento ambiental	eletricidade
Refrigeração	eletricidade
Geração de vapor	Óleo combustível, GLP
Transportes[3]	
Veículos leves	Álcool, gasolina
Caminhões	Óleo diesel
Industrial	
cimento	Óleo combustível, carvão e resíduos energéticos
ferro-gusa e aço	Carvão vegetal, coque de carvão mineral
Ferro-ligas	Carvão vegetal
mineração e pelotização	Óleo combustível, carvão e coque de carvão mineral
não ferrosos e outros metais	Óleo combustível
química	Óleo combustível, nafta, eletricidade
alimentos e bebidas	Óleo combustível, coque, biomassa, carvão
têxtil	GLP, óleo combustível, lenha, óleo diesel
papel e celulose	Óleo combustível, lenha, carvão, lixívia
cerâmica	Lenha
outras indústrias	Óleo combustível, GLP

Fonte: elaborado a partir de Santos (2002) e MME (2003)

Analisemos agora o comportamento do consumo de gás natural sob uma ótica regionalizada, adotando-se para isto, como unidade mínima, a área de concessão de distribuição de gás canalizado. Como se pode observar na figura 2.5, a destinação preponderante do gás natural ocorre no setor industrial onde, segundo dados das distribuidoras de gás canalizado, ficou em torno de 56,5% do total. Como se observa,

este perfil é variável de acordo com o estado, observando-se um mínimo de 0,8% na área concessão da MS GÁS (Mato Grosso do Sul) e um valor máximo de 94,0% na área de concessão da Gás Brasiliano (São Paulo). Aliás, o mapeamento de usos principais sugerido na tabela 2.8 é bastante ilustrativo acerca da preponderância de aplicações em uma dada área de concessão.

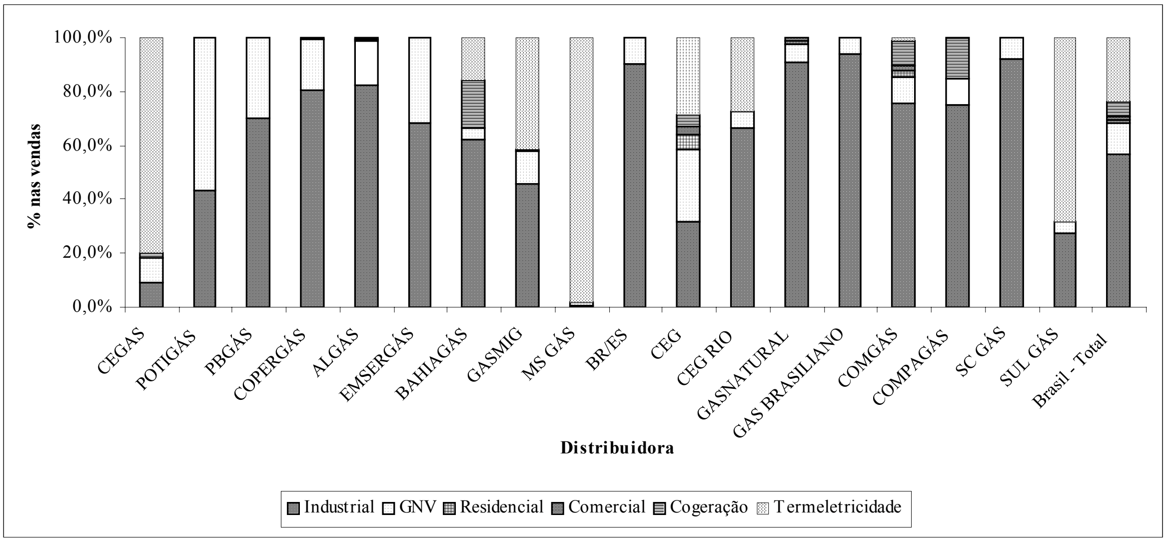


Figura 2.5: Perfil de destinação do gás natural por concessionária estadual de distribuição de gás e agregado para o Brasil. Dados referem-se ao mês de janeiro de 2004 (Fonte: Brasil Energia, 2004).

Tabela 2.8: Mapeamento dos usos principais do gás natural por concessionária de gás canalizado.

TABELA DE USOS PRINCIPAIS						
CDL[1]	**Industrial**	**Automotivo**	**Residencial**	**Comercial**	**Cogeração**	**Termeletricidade**
CEGAS		□				O
POTIGÁS	□	O				
PBGÁS	O	□				
COPERGÁS	O	□				
ALGÁS	O	□				
EMSERGÁS	O	□				
BAHIAGÁS	O				□	
GASMIG	O					□
MS GÁS	□					O
BR/ES	O	□				
CEG[2]	O	□				□
CEG RIO	O					□
GASNATURAL	O	□				
GAS BRASILIANO	O	□				
COMGÁS[3]	O	□			□	
COMPAGÁS	O				□	
SC GÁS	O	□				
SUL GÁS	□					O
Brasil - Total	O					□

Notas: O símbolo "**O**" indica o uso principal e o símbolo "□" indica o segundo uso mais observado; 1- CDL: companhia distribuidora local de gás canalizado; 2- Uso termelétrico (26,8%) e automotivo (28,4%) bastante próximos; 3- Uso automotivo (9,8%) e cogeração (9,2%) bastante próximos.

Fonte: elaborado a partir de Brasil Energia (2004).

Como se pode observar da tabela 2.8, a aplicação do gás natural no setor industrial brasileiro é preponderante também do ponto de vista localizado por concessionária e é a destinação principal em 14 das 23 concessionárias para as quais se dispunham de dados. O uso termelétrico, responsável por 23,5% das vendas totais de gás pelas distribuidoras, aparece como principal em três destas concessionárias e como segundo principal em outras três. O uso automotivo, por sua vez, responsável por 11,7% das vendas de gás no Brasil, participa como solução principal apenas na área de concessão da POTIGÁS (RN) e, apesar de se constituir na segunda alternativa mais utilizada nas concessionárias, o volume comercializado de gás associado a este uso não é suficiente para ultrapassar a destinação termelétrica. Isto se justifica pelo já colocado porte individual da demanda, que é assaz elevada comparando-se o consumo de uma central termelétrica com o consumo em veículos.

Esta estrutura de consumo mostra-se dissonante com aquela observada em outros países onde o gás natural logrou êxito em obter maior participação na matriz energética dos mesmos. De fato, como se pode observar a partir dos dados apresentados na figura 2.6, embora o setor industrial seja de fato um importante contribuinte na

demanda total de gás natural, a base de apoio do consumo de gás natural observada em países com indústria gasífera mais desenvolvida, calca-se de maneira relevante nos setores comercial e residencial.

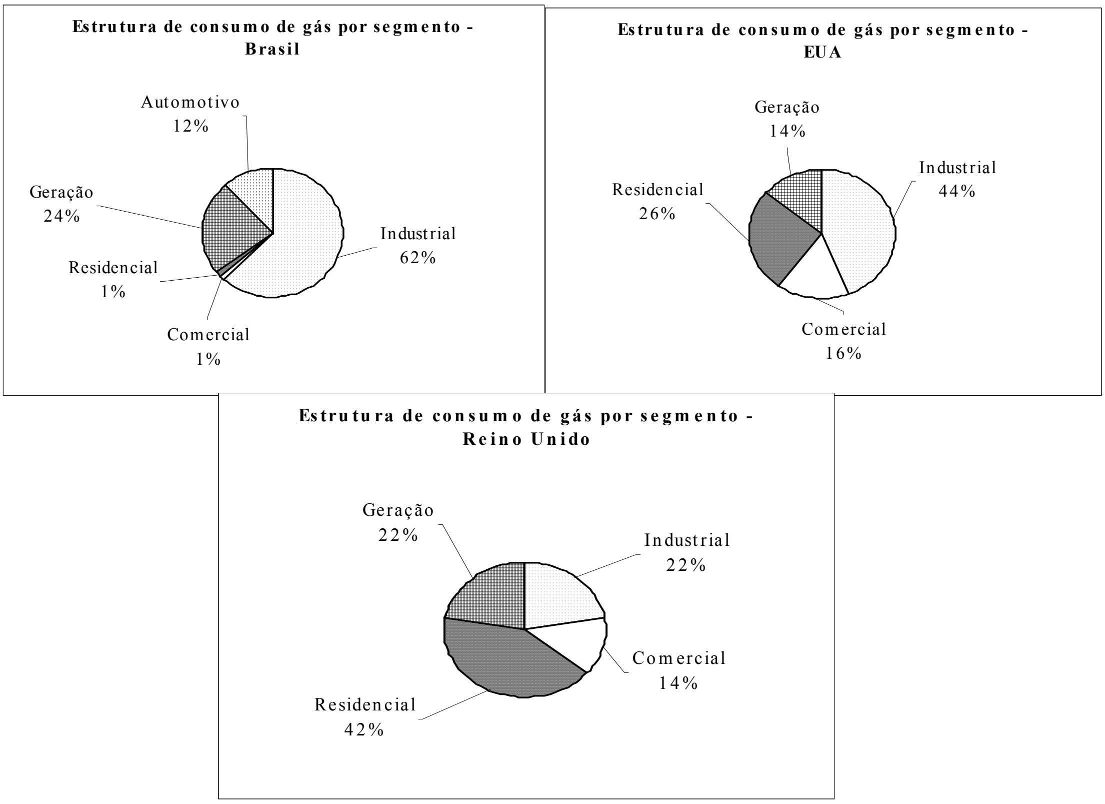


Figura 2.6: Estrutura de mercado para consumo de gás natural em países selecionados. Os dados referem-se aos seguintes anos: (1) Brasil: 2003; (2) EUA: 1998; (3): Reino Unido: 1998. Fonte: BrasilEnergia (2004); IEA (1998) apud Almeida (2002); ABIQUIM, (1998).

Enquanto nos mercados dos EUA e Reino Unido, os setores comercial e residencial respondem por 42% e 56% da demanda total de gás natural, respectivamente, no Brasil, este mesmo percentual não atinge 3%. Basicamente, um dos fatores que explicam esta estrutura de consumo observada no Brasil, é a praticamente inexistente demanda por calefação presente em países de clima tropical, mas que se constitui em países de clima temperado (IEA, 2000). Ao invés disto, prevalecem no Brasil demandas de pequeno porte e intermitentes, como aquecimento de água para banho e cocção o que torna projetos de expansão de malhas pouco competitivas economicamente. O que se observa é a rápida introdução do gás natural naquelas cidades onde se detém redes de distribuição de maior porte já instaladas, como Rio de Janeiro e São Paulo. Por outro lado, fruto da dificuldade de ancorar projetos de

expansão em segmentos com perfil de usuário pulverizado, com demandas reduzidas de gás natural e com características intermitentes, naquelas cidades brasileiras onde inexiste rede de distribuição de gás canalizado, o custo de acesso de consumidores residenciais e comerciais ainda é sobremaneira elevado (IEA, 2003).

Aliás, foi a estrutura de consumo diferenciada por segmento aliada à adoção de mecanismos de incentivo nos EUA, que resultou em estruturas de preços diferenciadas que permitiram aos consumidores industriais e de geração termelétrica – efetivos alavancadores da demanda de gás natural, pelo porte e regularidade da demanda – adquirir o gás natural em preços inferiores aos praticados no "*city gate*" (ABIQUIM, 1998). Este incentivo apoia-se, de um lado, no "*by pass*" para os grandes consumidores[22] – permitindo adquirir gás sem desembolsar a margem da concessionária de gás canalizado – e, por outro, captura renda em subsídios cruzados entre estes usuários. Embora defasados, os dados apresentados na figura 2.7, os mesmo ilustram a potencialidade de redução de preços do gás natural para grandes consumidores o que, evidentemente, reforça a competitividade econômica do gás na economia. Nesta figura, a linha tracejada mais forte delimita a evolução do preço do gás natural no "*city gate*" e, como se pode observar, aqueles segmentos com maior porte de demanda conseguem descontos significativos no preço do gás natural. Este mecanismo, porém, deve ser visto com ressalva em mercados incipientes, uma vez que estes grandes consumidores efetivamente viabilizam o mercado consumidor de concessionárias estaduais.

[22] A ordem 366 da *Federal Energy Regulatory Comission*, de abril de 1992, estipulou que as companhias transportadoras estaduais separassem os serviços de venda e transporte de gás natural e ampliou o livre acesso para grandes consumidores, no sentido de ampliar o ambiente de competição nos Estados Unidos (ABIQUIM, 1998).

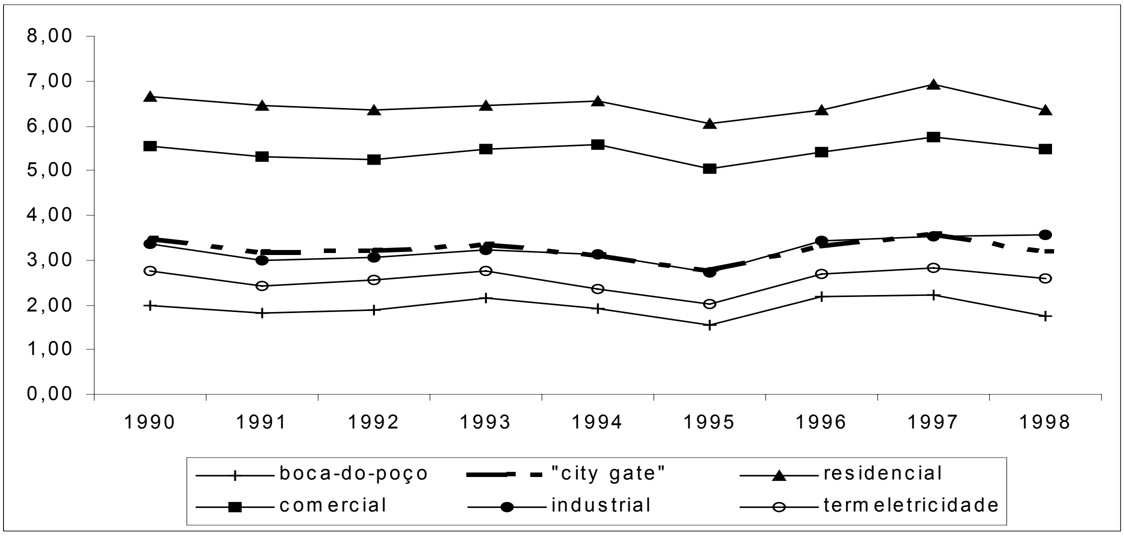


Figura 2.7: Evolução do preço médio do gás natural por segmento de consumo nos EUA para 1996 (Fonte: ABIQUIM, 1998).

2.4.3 Perfil de demanda setorial de energia e oportunidades de inserção do gás natural no Brasil

2.4.3.1 Geração termelétrica

Caracterizada pela demanda de elevado porte de demanda por usina, a geração termelétrica foi visualizada pelo governo brasileiro como uma possível estratégia ao desenvolvimento de sistemas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil (Turdera et al., 1997). Assim, ao se realizar a análise de viabilidade econômico-financeira do gasoduto Bolívia-Brasil – como já asseverado, um dos marcos do aumento da oferta de gás natural no país – se constatou a necessidade de um volume mínimo de consumo de gás cuja "âncora" baseada na termeletricidade impunha a operação destas usinas na base, e não complementarmente, como sempre foi a característica do sistema elétrico brasileiro (Turdera et al., 1997), de perfil preponderantemente hidrotérmico.

Por sua vez, é exatamente este perfil que impõe uma lógica de operação irregular às termelétricas, e se mostra divergente com os atributos de minimização de riscos de investimentos nesta infra-estrutura de transporte de gás natural. Assim, o investidor desta infra-estrutura demanda compromissos rígidos de aquisição de gás por parte do comprador (sedimentando-se este compromissos através de cláusulas de garantia de compra, ou, "*take or pay*") para redução dos riscos de seu investimento. Adicionalmente, o gerador termelétrico demanda geração contínua de receitas para

garantir o retorno de seu investimento na usina, bem como para saldar seus compromissos com aquisição do gás natural. A propagação destes compromissos ao longo da cadeia produtiva do gás natural, por sua vez, não encontra eco nos elos finais da cadeia do gás natural, o que se explica pelo fato de a energia elétrica gerada no país ser despachada em cima de critérios de menor custo de geração, principalmente. Caracteristicamente em sistemas elétricos cuja fonte de geração seja predominantemente hídrica, é usual o emprego de geração térmica para operação durante períodos de menor afluência hidrológica. Ao contrário, em períodos de maior precipitação pluviométrica, as usinas termelétricas não tem sua energia despachada (IEA, 2003).

Comparativamente ao resto do mundo, o Brasil registra a segunda maior participação na eletricidade gerada por hidrelétricas e a quarta maior potência instalada em usinas deste tipo (tabela 2.9). Apenas Canadá e Noruega apresentam uma participação tão relevante e mesmo assim, algumas características peculiares distanciam o Brasil dos sistemas instalados nestes países. No Canadá, por exemplo, a participação da termeletricidade é bastante relevante o que torna o sistema bem mais térmico do que o brasileiro. Por sua vez, na Noruega sobressaem dois aspectos: primeiro, trata-se de uma indústria com demanda marginal por expansões, posto se tratar de uma indústria relativamente madura nestes países. Adiciona-se que, no caso do Brasil, por sua vez, reside significante demanda por expansão de infra-estrutura. Outro aspecto relevante nesta comparaçaõ refere-se ao ambiente de mercado presente nestes países. Na Noruega, apesar de predominantemente hidrelétrico, o parque gerador conecta-se aos sistemas termelétricos de países vizinhos, fazendo com que o sistema elétrico norueguês não seja qualitativamente comparável ao brasileiro (IEA, 2003), mas sim deve ser visto como inserido num ambiente preponderantemente térmico.

Tabela 2.9: Participação da hidreletricidade na matriz de geração de países selecionados.

	Energia gerada		Potência instalada	
País	**TWh**	**%**	**GW**	**%**
Canadá	358	59	67	61
Brasil	**305**	**87**	**61**	**82**
EUA	248	6	98	12
China	222	16	79	25
Rússia	164	19	44	21
Noruega	142	99	28	99
Japão	87	8	46	18

Fonte: IEA (2003)

As dificuldades de inserção de usinas termelétricas, em base competitiva, no parque gerador brasileiro são expostas evidentemente a partir do histórico de incentivos à termeletricidade no país. Com a constatação do baixo nível de investimento, em 1999, incentivos foram concedidos aos investidores em termeletricidade tais como: (a) garantia de suprimento de gás a US$ 2,26/MMBTU por 20 anos; (b) garantia de compra da eletricidade gerada, a partir de PPA´s[23] pela Petrobras; (c) garantias especiais de financiamento, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Em fevereiro de 2000, através do Decreto 3.371/2000, estes incentivos foram transformados no "Programa Prioritário de Termeletricidade" (PPT), incluindo originalmente 53 usinas, sendo 47 baseadas no consumo de gás natural (MME, 2000). A cronologia do desenvolvimento do PPT no país foi apresentada em Becker (2003):

- Numa primeira versão, o PPT previa a instalação, até o final de 2003, de mais de 20 GW, o que elevaria o consumo de gás natural no país a cerca de 93 Mm^3/dia;
- Num segundo momento, em junho de 2001, o volume de gás natural garantido no PPT foi reduzido para 40 Mm^3/dia, resultando assim na equivalente redução da potência instalada destas usinas incentivadas pelo PPT;
- Em junho de 2003, seis meses antes do final do prazo fixado para entrada em operação das usinas incluídas no PPT – e posteriormente prorrogado para

[23] Sigla para o termo *Power Purchase Agreement*, que designa os contratos de garantia de compra da energia elétrica gerada.

dezembro de 2004 – uma pequena quantidade de projetos, a maioria deles com participação societária da Petrobras, chegou à fase de implantação. Somente 9 usinas com potência total de 2.416 MW está em condições de operação comercial;

Poucas semanas após o lançamento deste programa, o governo federal ainda acenaria com incentivos adicionais para usinas que entrassem em operação até dezembro de 2001. Este programa foi designado Programa Termelétrico Emergencial e se aplicava a 10-12 plantas, e a Petrobras foi utilizada para financiar estes projetos. Em meados de 2001, o governo federal também assumiu, através da Petrobras, o risco cambial destes projetos (IEA, 2003). A Petrobras assumiu este risco, basicamente, de duas formas: (i) subsidiando o preço de venda do gás natural às usinas enquadradas no PPT; (ii) financiando a diferença acumulada de 12 meses no preço do gás natural, ocasionada pela variação do dólar. Adicionalmente, o rol de incentivos incluía o fechamento de contratos de aquisição garantida da energia gerada (PPA´s) por parte da eletricidade gerada por estas usinas.

O resultado obtido, apesar destes incentivos, é que, além dos 2.416 MW em condições de operação comercial, até o final de 2004, o número máximo de usinas que podem entrar em operação incluem mais onze, o que agregaria mais 6.301 MW ao sistema elétrico brasileiro. Ficam evidentes, pois, os problemas da competição entre a termeletricidade e a hidreletricidade no atual contexto do sistema hidroelétrico brasileiro e, nesse sentido, se justifica a procura por alternativas ao consumo de gás natural no país.

2.4.3.2 Setor industrial

O setor industrial congrega uma miríade de processos de produção de bens intermediários e de consumo final e pode ser dividido em vários segmentos: indústria química, de papel & celulose, mínero-metálicos, metal-mecânica, de alimentos e bebidas, editorial e gráfica etc.

Além do consumo energético, é no setor industrial que se observa o uso não energético do gás natural, como é o caso da produção de gás de síntese para produção de intermediários para fertilizantes (essencialmente amônia e uréia).

O uso do gás natural como matéria prima, aliás, é apontado como um fator de competitividade da indústria química, citando-se a experiência norte-americana, que

fundou sua competitividade sobre o aproveitamento do gás natural, diferentemente da indústria européia e japonesa que se apoiaram na carboquímica no início e no aproveitamento da nafta, após a II Guerra Mundial (Cecchi et al., 2001). Basicamente, esta competitividade se relaciona à disponibilidade de jazidas de gás a custos reduzidos de fornecimento deste energético. Assim, exemplifica-se o caso da produção de amônia e metanol dos países mais desenvolvidos para regiões como Rússia e Oriente Médio e outros países com superávit considerável no balanço oferta-demanda, dada sua baixa utilização doméstica (Santos, 2002).

Estas vantagens incluem: operação em base economicamente mais competitiva[24], menor impacto ambiental e produção voltada para mercados com altas taxas de crescimento. De fato, um pólo gás-químico volta sua produção para obtenção de polietileno, um polímero ao qual se associam altas taxas de crescimento da demanda no mundo. Um pólo petroquímico, por sua vez, gera uma grande quantidade de sub-produtos que, a despeito de normalmente possuírem alto valor agregado, nem sempre conseguem inserção adequada no mercado, especialmente aqueles com reduzido grau de amadurecimento (Santos, 2002). A viabilização da alternativa de uso gás-químico do gás natural envolve também pesados investimentos e a necessidade de estabelecimento de relações de longo prazo entre fornecedor e o consumidor pela limitada capacidade de migração do uso de uma matéria prima para outra, em virtude da magnitude destes investimentos (ABIQUIM, 1998). Em que pese a importância do uso do gás natural como matéria prima, as escalas envolvidas nestes aproveitamentos não-energéticos do gás natural normalmente são insuficientes para ancorar, *per se*, a viabilização de um mercado gasífero.

No caso brasileiro, a indústria petroquímica se pauta no aproveitamento da nafta petroquímica como grande insumo de produção neste segmento, exceção feita à fábrica da Fafen/Petrobras, que utiliza gás natural para este fim. A análise comparativa de um pólo petroquímico com um pólo gás-químico, por sua vez, aponta vantagens importantes para este último. No Brasil, encontra-se em fase de construção um pólo gás-químico próximo à Reduc, objetivando processar 11 Mm^3/dia de gás natural, visando-se produzir cerca de 500 mil toneladas de etileno/polietileno e 50 mil toneladas de propano, anualmente. Uma outra iniciativa de aproveitamento da oferta interna de gás natural no Brasil refere-se à possível construção de outro pólo gás-químico em Corumbá

[24] Havendo a necessidade de se observar abundância de gás a custos baixos.

(MS), aproveitando o gás boliviano[25] e assim, agregando valor ao mesmo (Santos, *op. cit.*).

Adicionalmente, o aproveitamento do gás associado queimado pelos países da OPEP, derivado de pressões da opinião pública e de organismos internacionais de financiamento, resultou na migração da produção de determinados produtos petroquímicos para estas regiões, cujos preços de gás eram bastante atrativos, redundando em uma importante redução de custos operacionais (ABIQUIM, *op. cit.*). A definição da política mais adequada de preços e incentivos à indústria de gás natural brasileira é, portanto, fundamental para a inserção da indústria petroquímica local, de forma competitiva no mercado mundial.

No que tange ao uso não energético do gás natural, o seu uso se destaca particularmente em duas indústrias:

- *Indústria química*: É relevante comentar que o uso não energético do gás natural, se não se constitui, estruturalmente, em uma alternativa de ancoragem de um mercado gasífero, *per se*, compõe, por outro lado, uma relevante destinação ao uso do gás natural pela agregação de valor proporcionada pelo seu uso. Assim, o uso gás-químico permite constituir um extenso conjunto de indústrias a jusante. Na indústria química, por exemplo, o metano contido no gás natural proporciona a produção de metanol que, por sua vez é utilizado como insumo para produção de MTBE, importante aditivo à gasolina automotiva para aumentar seu poder antidetonante. A jusante da produção do metanol, sedimenta-se toda uma cadeia de derivados deste álcool, incluindo formaldeídos, resinas e vernizes. Adicionalmente, o etano contido no gás natural permite a produção de etileno e, a partir deste produz-se o polietileno, um dos plásticos mais utilizados no mundo. Finalmente, a utilização do gás natural na produção de intermediários para fertilizantes encontra sinergia entre o uso energético e não energético do gás natural, ao ser utilizado tanto na produção de gás de síntese para produção de

---

[25] Deve-se destacar a divergência de opiniões quanto à viabilidade de aproveitamento do gás boliviano para uso gás-químico. Esta divergência refere-se ao teor de etano contido no gás natural a ser processado, argumentando-se que 5,8% em etano (conteúdo presente no gás boliviano) é um valor reduzido para viabilizar economicamente este aproveitamento. Cita-se, como contra-argumentação, a existência de um projeto instalado na Argentina, que processa gás natural com teor de etano ainda menor, igual a 4,3% (Santos, *op. cit.*).

uréia e amônia, como também para suprir a elevada demanda por calor demandado pelo processo Haber, predominante nesste segmento industrial;

- *Indústria siderúrgica:* o uso do gás natural na siderurgia corresponde à função simultânea de agente redutor e fonte de energia, substituindo com vantagens o coque de carvão mineral. Nesse sentido, apresentam-se como vantagens a ausência de produção de cinzas, utilização sem prévio aquecimento, além de exigir menor manutenção nos equipamentos.

Mundialmente, porém, foi a exploração do mercado de gás como energético que possibilitou o estabelecimento do uso deste como matéria prima (Montenegro & Pan, 2000), primeiro nos EUA e depois na Europa. Tal fato é compreendido principalmente pela demanda de uma "massa crítica" mínima de consumidores para viabilização de mercados gasíferos (Percebois, 1989).

Quanto ao perfil dos fluxos energéticos demandados por consumidores industriais, estes normalmente demandam calor de elevado conteúdo entálpico, diferenciando-se os processos conforme demandem níveis moderados de temperatura (entre 100 e 300 ^{o}C), níveis elevados de temperatura (entre 300 e 700 ^{o}C) e níveis muito elevados de temperatura (acima de 700 ^{o}C), conforme aponta Schaeffer (1990). Em vista desta "segmentação entálpica", a demanda de calor das indústrias pode ser atendida a partir do contato direto com os gases de combustão ou a partir da transferência de calor destes gases através de um fluido de troca. Neste caso, é mais comum o uso da água, gerando-se vapor que transfere seu conteúdo térmico para o ponto do processo adequado e para o atendimento do serviço energético demandado em operações de aquecimento e de concentração.

Uma característica assaz interessante presente no setor industrial quanto ao consumo de energia refere-se ao seu porte e regularidade na demanda, além da já citada qualidade demandada de energia térmica. Estas características fazem com que o perfil de uso de energia no setor industrial seja bastante convergente com as características demandadas para viabilização de investimentos em infra-estrutura de oferta de gás natural. Ora, estes demandam o aporte regular de receitas da venda do gás natural e, simultaneamente, são também os processos industriais caracterizados pela demanda regular e contínua de energia. Assim, encontra-se um elemento de convergência tanto para o mercado gasífero quanto ao atendimento das demandas energéticas de consumidores do setor industrial.

A esta convergência para o uso térmico do gás natural soma-se mais uma relacionado ao setor elétrico, quando se foca o uso do gás natural para cogeração, tornando-se, assim, uma alternativa bastante conveniente à ampliação da capacidade instalada de geração brasileira. A experiência internacional mostrou ser o setor industrial o maior propulsor da autogeração nos países onde ela se desenvolveu de forma mais acentuada, pois este setor, por consumir maiores quantidades de energia elétrica e vapor de processo de qualidade elevada, implica no melhor aproveitamento de efeitos de escala em equipamentos de cogeração (Krushch et al, 1999). Adicionalmente, a regularidade de demandas implica em menor grau de ociosidade de capacidade instalada do sistema de cogeração o que traz a reboque efeitos econômicos positivos, como menor parcela de amortização de investimentos – pela melhor utilização da capacidade instalada – e menores custos operacionais – normalmente ao se operar muito distante do ponto ótimo de operação de um equipamento, opera-se também em pontos de menor eficiência.

No setor industrial brasileiro, a cogeração a gás natural em regime "*topping*" encontra particular atratividade nas indústrias química, de refino e papel & celulose, enquanto que no setor siderúrgico o regime "*bottoming*" é o mais adequado. No caso do setor sucro-alcooleiro, a cogeração em regime "*topping*" se dá tradicionalmente pelo emprego de resíduos de produção de açúcar e álcool, amplamente disponíveis, de modo que o uso de gás natural para fins de cogeração neste setor pode ser considerada desprezível, limitando-se à complementação marginal da demanda por energéticos. Somente o aproveitamento dos resíduos de cana-de-açúcar (bagaço) para a geração de eletricidade permitiria ao setor atingir a auto-suficiência na produção de eletricidade, gerando 2.680 MW no período de safra e 4.020 MW no período de entre-safra, caso todo o setor aproveitasse o potencial técnico[26]. Desta forma, parece-nos conveniente excluir o segmento sucro-alcooleiro para a aplicação do gás natural, pelo menos em larga escala (Eletrobrás, 1999a).

No setor siderúrgico, a cogeração em regime "*bottoming*" também se utiliza de resíduos energéticos da produção, constituindo-se principalmente nos gases provenientes da coqueria, alto forno e aciaria. Assim, a oportunidade de penetração do gás natural na indústria siderúrgica ocorre na geração de calor direto, sendo o sistema de

[26]Dados obtidos assumindo-se extrapolação linear a partir de um usina típica com porte para o processamento de 6 milhões toneladas de cana/ano, gerando 30% deste material em resíduos com teor de umidade médio de 50% e poder calorífico de 7.536 kJ/kg (Eletrobrás, 1999).

cogeração um maneira de aumentar a eficiência energética do processo, através do aproveitamento do calor residual contido nos gases de exaustão. É conveniente ressaltar que o potencial de cogeração nesta indústria dependerá da estrutura tecnológica do setor, dado que a disponibilidade de calor depende da tecnologia empregada para produção.

De modo geral, a produção combinada de calor/eletricidade é mais atrativa para indústrias que apresentem elevado fator de carga térmico[27], bem como aquelas que gerem subprodutos aproveitáveis como energéticos (Krushch et al, *op. cit.*). Isto coloca indústrias tais como a química, de papel e celulose, siderúrgica e sucro-alcooleira como potencialmente atrativas para a instalação de unidades de cogeração. É razoável, portanto, que se considere o setor industrial brasileiro como o de maior potencialidade de aplicação da cogeração, pela magnitude das suas demandas de vapor bem como sua regularidade de utilização.

Os comentários realizados para a instalação de unidades de cogeração aplicam-se perfeitamente à destinação do gás natural para substituição inter-energéticos simples, especialmente do lado do ofertante, que busca mercados com demanda regular, contínua e com porte atrativo. Além da cogeração – que converge interesses do mercado gasífero e de expansão da capacidade de geração de eletricidade no país -, oportunidades de uso do gás como energético no setor industrial incluem o deslocamento de fontes como o óleo combustível, principalmente.

A operacionalização deste deslocamento normalmente envolve a conversão de equipamentos de geração de calor, com operações de troca de queimadores em sistemas já instalados ou instalação de novas caldeiras baseadas no uso do gás natural. Neste caso, a adaptação dos queimadores inicialmente projetados para queima de combustíveis líquidos (tais como o óleo combustível) torna necessária a utilização de dispositivos auxiliares tais com reguladores de vazão, válvulas reguladoras e manômetros para gases, instalações elétricas auxiliares, tubos e conexões adicionais, etc. Estes dispositivos introduzem a necessidade de custos adicionais de capital em relação à alternativa de queima de combustíveis líquidos. A complexidade dos queimadores de combustíveis gasosos é menor, porém, do que aqueles projetados para operar com combustíveis líquidos e sólidos, devido à não exigência de dispositivos de atomização de partículas líquidas e dispersão de sólidos, respectivamente. Ademais, o

[27] Razão entre a potência térmica máxima demandada e a potência térmica média.

sistema de queima de combustível da caldeira para combustíveis líquidos exige a instalação de unidades de bombeamento e pré-aquecimento, principalmente se se tratar de óleos combustíveis residuais de alta viscosidade. A temperatura média de pré-aquecimento de óleos combustíveis pode ser estimada em torno de 80 ^{0}C, sendo que o valor exato depende da sua viscosidade (Tolmasquim et al., 2002).

A conversão de uma fornalha que queima óleo combustível para gás natural é mais simples e menos dispendiosa do que a conversão de caldeiras que operam queimando combustíveis sólidos. Normalmente, a conversão para consumo de gás não demanda mudanças estruturais da caldeira, sendo quase sempre possível a instalação de queimadores de gás em torno das lanças de óleo (Pinheiro, 2001). A manutenção das lanças de óleo fornecem ao usuário a alternativa de dispor de opção adicional para consumo de combustíveis, o que permite maior flexibilidade na escolha dos mesmos em função de sua disponibilidade e preços.

2.4.3.3 Setor comercial

O setor comercial apresenta elevado grau de heterogeneidade tanto no que tange às suas atividades quanto nas escalas envolvidas. O comércio propriamente dito corresponde a apenas um dos ramos que compõe o setor terciário englobando, em particular, o comércio varejista, o comércio atacadista e a administração de imóveis, entre outras atividades. Também compõe o setor comercial o serviço de comunicações e telecomunicações, o serviço de transporte (embarque de passageiros), serviços de alojamento e alimentação, os serviços de reparo, manutenção e conservação, os serviços pessoais (serviços clínico-hospitalares, serviços de ensino e serviços de higiene), os serviços comerciais, os serviços voltados ao lazer e diversão, os escritórios centrais e regionais de gerência e administração, as entidades financeiras, as cooperativas, as fundações/entidades/associações sem fins lucrativos, além de outras atividades não específicas ou não classificadas (Tolmasquim et al., 2003b). Como se percebe pela definição acima, estão inclusos segmentos como bancos, universidades, supermercados, "*shopping centers*", hotéis, hospitais, prédios comerciais, padarias, lojas entre tantos outros e esta heterogeneidade reflete-se, obviamente, em diferenças tanto no perfil qualitativo como quantitativo de energia.

Globalmente, trata-se de um setor de perfil predominantemente elétrico, sendo a eletricidade é utilizada para fins de iluminação, acionamento eletromecânico, cargas

resistivas para preparação de alimentos e aquecimento de água, entre outros usos. Destes usos, destaca-se a iluminação, que representou em 2002 aproximadamente 50% do total de eletricidade demandada, além do acionamento de motores e equipamentos (MME, 2003; MME/FDTE, 1995).

Nas lojas varejistas, a iluminação chega a atingir 76% do consumo total de eletricidade, além de representar mais de 50% do consumo de eletricidade nas garagens e oficinas de reparos, nos bancos, e nos escritórios comerciais (Tolmasquim et al., 2003b). O acionamento eletromecânico através da eletricidade, por sua vez, engloba o transporte vertical, escadas rolantes; condicionamento de ar, centrais de refrigeração e o bombeamento de água em edifícios comerciais. O consumo de energia elétrica para condicionamento ambiental tem maior destaque dentro da estrutura de consumo dos bancos, escritórios e grandes edifícios (ou "*shopping centers*"), enquanto o consumo de eletricidade para refrigeração é mais intenso nos armazéns, supermercados e restaurantes (Tolmasquim & Szklo, 2000). A finalidade principal do condicionamento é propiciar a remoção de carga térmica no interior do empreendimento, de modo a proporcionar o máximo de conforto ambiental aos seus usuários, estabelecendo níveis de temperatura agradáveis aos circulantes, bem como incrementar a produtividade dos funcionários. Sua participação no consumo total pode apresentar grande variação entre os estabelecimentos e entre épocas distintas do ano, para um mesmo estabelecimento.

A demanda de energia térmica, por sua vez, concentra-se em processos como a cocção de alimentos, secagem de roupas e aquecimento de ambientes, geração de vapor e ao aquecimento de água nas lavanderias e cozinhas. Estas demandas térmicas representaram aproximadamente 27% do total de energia demandada no setor comercial brasileiro em 2002 (MME, 2003) e localizam-se especialmente em hotéis, hospitais, supermercados, motéis, pensões, restaurantes, bares e lanchonetes. Sobressaem como fontes energéticas utilizadas no atendimento destas demandas térmicas: o GLP (34%) e a eletricidade (33%).

Os denominados “outros usos” da eletricidade no setor comercial correspondem ao consumo devido a equipamentos eletro-eletrônicos tais como: equipamentos de telecomunicações, receptores de televisão, micro-computadores, impressoras, aparelhos de fax, fotocopiadoras, projetores e máquinas de escrever elétricas, o que varia em função do estágio de atualização tecnológica e administrativa de cada empresa.

A heterogeneidade observada entre os diversos segmentos do setor comercial faz emergir consumidores cujo perfil de demanda de energia exibe porte significativo,

regularidade e grande continuidade no fornecimento. Ora, estes são exatamente atributos desejáveis para a redução de riscos de investimentos em instalações de oferta de gás natural e isto sugere a necessidade de se avaliar segmentos com estas características entre os quais se destacam hotéis e hospitais (Tolmasquim et al, 2002).

De fato, em hospitais de maior porte, algumas características os tornam atraentes para a penetração do gás natural (Tolmasquim et al, 2003a; Szklo et al, 2004), tanto para instalação de unidades de cogeração quanto para substituição inter-energéticos, deslocando GLP e óleo combustível:

- Consumo de energia elétrica para diversos fins cativos: iluminação, equipamentos médico-hospitalares, motores em sistemas de bombeamento, ventilação e deslocamento, entre outros;
- Nível de conforto mínimo que assume o condicionamento das áreas de uso comum do prédio, com elevada demanda de condicionamento ambiental;
- Existência de central de compressão de ar para produção de oxigênio medicinal, para hospitais de grande porte, em geral com operação constante, em geral, 24 h/d e 7 d/semana;
- Produção de água destilada, na maioria dos hospitais de grande porte, operando 7 dias por semana, acima de 16 horas por dia;
- Significativo consumo de água quente para os usos "esterilização" e "higienização"; neste último, utilizam-se normalmente "*boilers*" e chuveiros elétricos (em maior escala), mesmo em hospitais de grande porte[28];
- Operação contínua e cargas elétricas e térmicas não desprezíveis que têm comportamento mais regular do que o apresentado pela grande maioria dos empreendimentos do setor terciário da economia.

Adita-se a estes aspectos a relevância do consumo de vapor para cocção e esterilização (parcela considerável da demanda térmica de hospitais), que pode ser associado ao sistema de cogeração de um hospital de grande porte brasileiro, mas não deve ser determinante para sua potência, por se caracterizarem em demandas de curta duração ou intermitente (Neto, 2000).

---

[28] Mais de 5% do consumo elétrico se destina ao aquecimento de água para banho em hospitais de grande porte.

Por sua vez, em hotéis brasileiros, destacam-se como usos finais (Tolmasquim et al, 2002):

- **Refrigeração**, utilizando-se *freezers* (maior uso), geladeiras, balcões e câmaras frigoríficas;
- **Iluminação**, o uso em larga escala de lâmpadas incandescentes de 60W, mista de 160W e halógena de 300 W, caracteriza baixa eficiência luminosa;
- **Condicionamento ambiental**, quase todos os hotéis de alto padrão de oferta de serviços a seus hóspedes possuem aparelhos de ar condicionado central. Residem aí oportunidades para sistemas de refrigeração por absorção. Em hotéis de maior porte e maior nível de conforto proporcionado a seus hóspedes, o condicionamento ambiental representa quase metade da sua demanda elétrica, sendo a participação do consumo de eletricidade para demanda de condicionamento, muitas vezes, maior do que 40%;
- **Aquecimento de água**, utilizada principalmente para banhos em banheiros coletivos, apartamentos e duchas especiais de saunas. Em menor escala, é usada nas cozinhas, para lavagem de utensílios e nas lavanderias em processo de lavagem a quente. Chuveiros elétricos estão presentes na grande maioria dos hotéis de menor porte, tendo utilização mais difundida nos estabelecimentos mais simples e de pequeno porte. Por sua vez, sistema de aquecimento central está presente em hotéis de maior porte;
- **Aquecimento direto**, fazendo-se uso da eletricidade (resistências elétricas), através de equipamentos empregados como: fornos, fritadeiras, grills, cafeteiras e lava-louças, calandras, secadoras e ferros de passar, saunas secas e a vapor. Dependendo do tipo de hotel, esta destinação pode representar até 1/6 do seu consumo de eletricidade;
- **Geração de vapor**, em geral este vapor de baixa qualidade se destina à lavanderia (secadora de roupa, calandras e máquina de lavar) e em trocadores de calor para aquecimento de água de hotéis de maior porte. É raramente empregado em hotéis de pequeno porte, onde o aquecimento de água é feito com consumo de eletricidade (CEMIG, 1996).

2.4.3.4 Setor residencial

No ano de 2004, a matriz de consumo de energia no setor residencial brasileiro mostrou a predominância de, basicamente, três fontes de energia: lenha, eletricidade e GLP, nesta ordem. O gás natural, por sua vez, representou apenas 0,8% do consumo total deste setor em 2002. Em todos os mercados de distribuidoras, também não é o setor residencial o propulsor da demanda, não se constituindo mercado principal na área de concessão de nenhuma destas concessionárias.

Cabe ressaltar que a compreensão do padrão de uso de energia no setor residencial demanda a estratificação das várias classes de renda como também da região do país onde se encontra. Assim, o consumo de lenha – cujo principal concorrente no setor residencial é o GLP – ocorre caracteristicamente na área rural do país, destinado principalmente à cocção de alimentos e ao aquecimento de água. Tratam-se de demandas inerentemente intermitentes, de curta duração e razoável intensidade e que variam conforme o perfil do usuário. Assim, a curva de demanda diária de calor para cocção depende do dia da semana, das características da família ou da época do ano (Ribeiro, 1989) – vide figura 2.8 e figura 2.9.

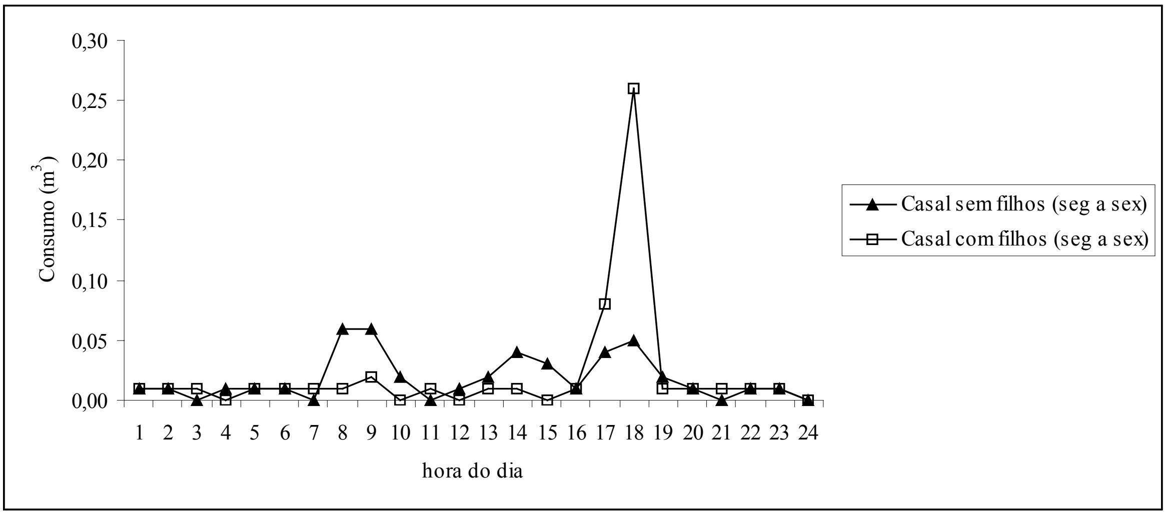


Figura 2.8: Perfil de consumo de gás para cocção em um país de clima temperado (Fonte: Ribeiro, 1989).

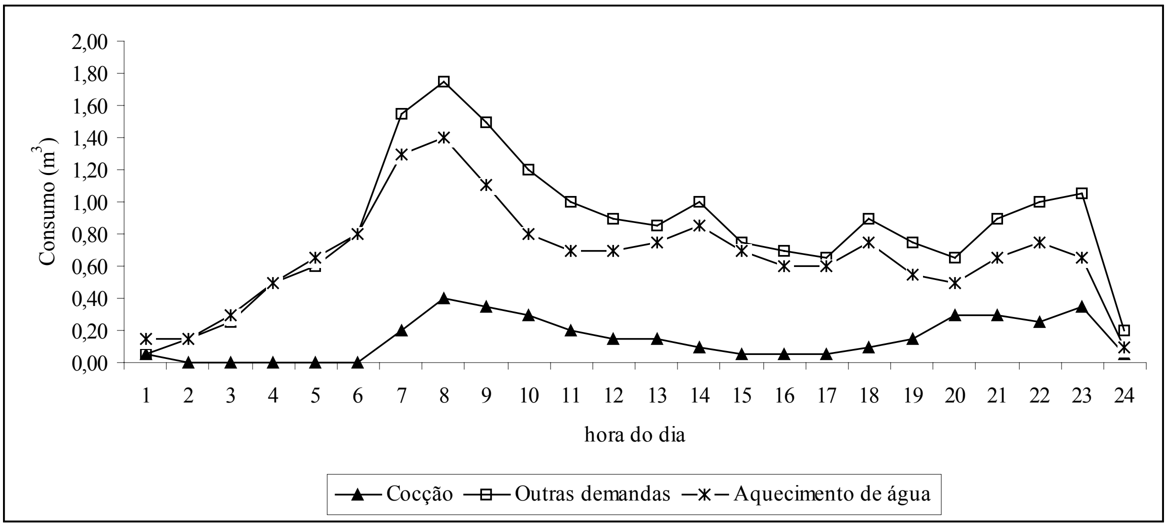


Figura 2.9: Perfil de demanda térmica para usos diversos no setor residencial de um país de clima temperado (Fonte: Ribeiro, 1989).

Nestas regiões, a substituição da lenha pelo GLP ocorre normalmente de forma complementar, pois alguns fatores estimulam este arranjo (Tolmasquim & Szklo, 2000):

- Há uma cultura (justificada) de que os alimentos preparados em fogões a lenha tem seu sabor mais realçado comparativamente ao preparado com GLP;
- A lenha é um recurso energético disponível a custo zero para estes consumidores, cujo único trabalho é a cata;
- O sistema de distribuição de botijões nestas regiões normalmente não se mostra confiável e isto impõe a necessidade de deslocamentos até o povoado mais próximo, nem sempre tão próximo.

Outro energético com substancial participação no consumo deste setor é o gás liquefeito de petróleo (GLP) que se destina, a exmplo do uso da lenha, para cocção e, em alguns casos, para aquecimento de água. Assim sendo, GLP e lenha competem entre si no mercado de gás do setor residencial brasileiro, sendo este também o papel principal reservado à penetração do gás natural neste setor.

Como já foi visto, a consumidores residenciais se associam reduzidos portes de demanda de gás natural o que, associado às características de intermitência e duração das cargas térmicas demandadas, não lhes confere "*status*" de "âncora" para o desenvolvimento do gás natural. Embora a estrutura de consumo ancorada numa maior participação de segmentos de menor consumo individual e alto grau de pulverização - como o são os setores residencial e comercial – tenha permitido em países como os

EUA, praticar preços de gás mais atrativos a grandes consumidores, deve-se lembrar que o gás natural penetrou essencialmente em um mercado com infra-estrutura desenvolvida e não se deparou com o desafio de expandir seu uso ao mesmo tempo em que se demanda expansão de infra-estrutura, como o caso observado no Brasil. Ademais, nestes países de clima temperado existe essencialmente uma demanda significativa por calefação durante o rigoroso inverno verificado no Hemisfério Norte, o que por si implica num elevado porte de demanda de gás natural, justamente um dos requisitos necessários para viabilização de mercados gasíferos (Percebois, 1989).

No setor residencial, o uso do gás natural é apontado com vantagem sob alguns aspectos (Gasnet, 2004): (i) fornecimento constante sem necessidade de reabastecimentos; (ii) ausência de estocagem, assim liberando área útil da edificação; (iii) maior segurança, devido à rápida dissipação na atmosfera; (iv) uma economia substancial quando compete com a energia elétrica. Neste último caso, especial atenção deve ser dada à utilização do gás natural no aquecimento de água para banho hoje realizada preponderantemente através de chuveiros elétricos. Como se pode observar na figura 2.10, o principal impacto destes equipamentos reflete-se na irregularidade da curva de carga típica de um consumidor residencial, implicando na necessidade de sobredimensionamento do sistema elétrico brasileiro, para atender a estes picos de demanda. De acordo com Santos (2002), o aquecimento de água para banho através de chuveiro elétrico representa algo em torno de 15% do consumo de energia elétrica no país. Comparativamente, ilustra o autor, significa utilizar metade da energia gerada pela usina hidroelétrica de Itaipu apenas para atender à demanda de energia dos chuveiros elétricos brasileiros.

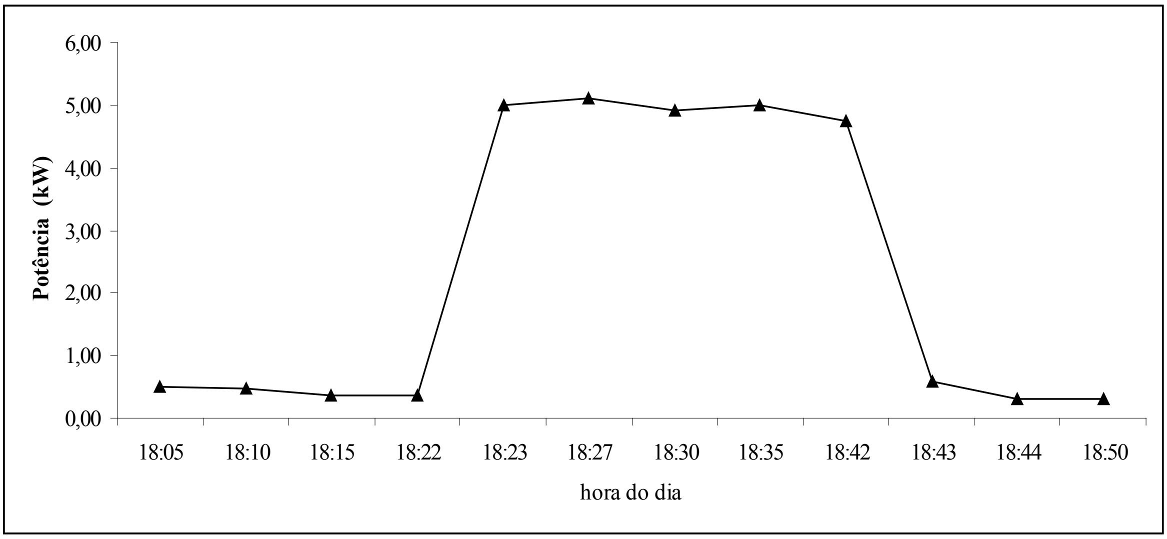


Figura 2.10: Curva de carga elétrica típica de uma residência (Fonte: Bermann & Monteiro, 1999).

Como coloca Santos (*op. cit.*), a maior penetração do gás natural no setor residencial depende também da resolução adequada do conceito de sua microdistribuição nas edificações, significando a necessidade de se aumentarem os pontos de acesso a este energético. De fato, enquanto que, para o uso da eletricidade, existe grande facilidade de acesso ao seu uso, pela instalação de tomadas, o mesmo não se verifica com o gás natural, em virtude da especificidade da sua infra-estrutura. Da resolução deste aspecto depende, inclusive, o sucesso da introdução de tecnologias de consumo de gás natural neste setor.

Finalmente, cabe adicionar que o aumento da taxa de urbanização do país traz a reboque oportunidades maiores para a penetração do gás natural, na medida em que a demanda por água de aquecimento apresenta-se crescente num cenário destes – pela inclusão energética de um número maior de consumidores residenciais. Assim, ao invés de incentivar o uso do chuveiro elétrico – naturalmente estimulado num cenário tendencial de expansão urbana -, pode-se agir no sentido de preencher este mercado através da oferta de aquecedores de passagem a gás natural (Santos, *op. cit.*). Além do próprio desafio do equacionamento econômico dos investimentos em redes de distribuição, também está a necessidade de coordenação de ações para garantir que: (ii) as novas edificações prevejam a estrutura necessária à disponibilização do gás natural ao usuário final e; (i) os consumidores tenham acesso às tecnologias de consumo de gás natural. Em ambos os casos, deve-se atuar tanto sobre componentes culturais como no

acesso a micro-crédito para financiar as aquisições de equipamentos baseados no consumo de gás natural.

Assim, além de estar atenta às barreiras econômicas presentes neste setor, tais como os custos de conversão/investimento em tecnologias de consumo de gás natural e os custos de expansão da rede a pequenos consumidores, também deve a política de desenvolvimento e acesso a estes consumidores considerar aspectos relacionados à cultura de utilização do gás natural, derivada principalmente, da facilidade de acesso à fonte.

2.4.3.5 Estimativa preliminar de potencial de substituição de energéticos concorrentes do gás natural

Na análise da potencialidade de entrada do gás natural no Brasil, é relevante estimar, ao menos preliminarmente, a extensão das oportunidades de penetração do gás natural na economia brasileira. O foco desta análise é identificar segmentos de consumo atrativos para análise de ações de incentivo econômico no Brasil não se objetivando estimar potencial total de consumo de gás natural no país. Assim, necessariamente, em vista do objetivo desta tese, uma seleção de setores se faz necessária, e a partir desta seleção, refinar-se a análise.

Esta estimativa preliminar parte do cruzamento de dados de consumo de energia disponíveis no balanço energético nacional (MME, 2003) com os dados de destinação da energia nos diversos setores, contidos no balanço de energia útil[29]. Esta abordagem

---

[29] O Balanço de Energia Útil (BEU), publicado em 1995 pelo Ministério das Minas e Energia (MME) e pela Fundação de Desenvolvimento tecnológico e Econômico (FDTE) é a base oficial atualmente disponível para segregação inter-setorial na destinação da energia, dividida em seis usos: aquecimento direto, calor de processo, força motriz, iluminação, eletroquímica e outros usos. É importante ressaltar que os coeficientes ali apresentados devem ser utilizados tendo-se em mente as hipóteses básicas sobre as quais foram construídos:

- A amostra de análise restringiu-se a um número reduzido de empresas de pequeno e médio porte, não se considerando aquelas com demandas de eletricidade superiores a 2 MVA. Em setores com elevada heterogeneidade de porte e diversidade de atores envolvidos naquele setor, com a existência de barreiras à atualização tecnológica que dependam do porte da indústria, esta hipótes pode significar simplesmente considerar instalações cujo estágio tecnológico possa não ser representativo do setor como um todo;
- Parcela substancial das empresas contidas na amostra de análise se localiza no estado de São Paulo, o que implicitamente assume a reprodutibilidade do padrão tecnológico observado no parque industrial paulista para as demais unidades fabris do país;
- O contorno das dificuldades relacionadas a esta amostragem de empresas, utilizou referências complementares, atribuindo-se determinados valores na ponderação, e como tal, sujeitos a juízo de valor, não inteiramente explícito no documento.

permite desagregar a demanda de energia por fonte energética e por segmento de consumo, basicamente, nos seguintes usos:

i. *Aquecimento direto:* inclui o uso direto dos gases de exaustão em aplicações que requeiram fornecimento de calor. Nesta categoria inserem-se, no setor industrial, o uso de fornos e secadores, que fazem uso destes gases diretamente sobre as correntes que se querem aquecer, seja no fornecimento de calor sensível ou latente. No setor residencial, este uso se associa, principalmente, à cocção de alimentos;

ii. *Calor de processo:* corresponde ao aquecimento indireto, isto é, através de fornecimento de calor a um fluido, este transfere calor para uma determinado ponto de uso. Nos setores industrial e comercial, corresponde à geração de vapor por meio de caldeiras, que podem ser aquatubulares ou flamotubulares. Uma aplicação é a elevação da temperatura de uma corrente de combustível para a redução de sua viscosidade, facilitando o trabalho de pulverização do combustível, melhorando a eficiência de queima. No setor residencial, incluem-se os aquecedores de passagem para aquecimento de água para banho;

iii. *Força motriz:* este uso responde pela demanda eletromecânica do usuário, englobando o acionamento de válvulas, bombas, dispositivos de controle de processo e funcionamento de motores.

A partir dos coeficientes de destinação das fontes energéticas e dos rendimentos por uso, obtém-se o perfil setorial de consumo de energia, como exposto na tabela 2.9. Deve-se frisar, ainda, que os valores apresentados nesta tabela refletem o resultado de uma estimativa estática do potencial de penetração do gás natural e por conseguinte, não embute avaliações de efeitos devidos a cenários de uso eficiente de energia, aumento da atividade econômica, migração de tecnologia de processo, o que faria parte de uma análise prospectiva de mercado. Além disso, tais resultados consideram, hipoteticamente, conversão imediata e de 100% dos energéticos concorrentes com o gás natural em cada segmento.

Ainda assim, os valores são bastante ilustrativos acerca dos potenciais de penetração inter-setorialmente e como se pode observar a partir dos valores apresentados na tabela 2.10[30], existe um substancial espaço para penetração do gás

[30] A estimativa do potencial de substituição parte do cálculo das parcelas de consumo de energia por destinação por segmento (aquecimento direto, calor de processo etc.), sendo então determinada a energia útil – através da eficiência de 1ª lei traduzida nos coeficientes de rendimento disponíveis no balanço de energia útil por segmento. A partir da determinação do nível de serviço energético demandado por cada

natural no Brasil. Adicionalmente, à título de ressalva, a coluna "outros usos" engloba aplicações como eletroquímica e iluminação, i. e., formas de energia não substituíveis diretamente por gás natural. Como recomendação geral, a despeito do objetivo principal desta estimativa – avaliar preliminarmente quais seriam limites superiores à substuição inter-energéticos -, os resultados quantitativos devem ser observados com prudência.

Tabela 2.10: Perfil da demanda de energia pelos principais setores da economia brasileira e estimativa preliminar de potencial de consumo de gás natural.

Setor	Aquecimento direto	Calor de processo	Força motriz	Outros usos[2]	Potencial[1] (Mm^3/dia)
Residencial	69,8%	7,6%	12,6%	10,0%	31,4
Comercial	15,3%	11,7%	31,4%	41,6%	9,4[4]
Transportes[3]	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	117,8
Industrial	48,3%	35,4%	13,3%	3,0%	109,9
cimento	*88,0%*	*0,4%*	*11,3%*	*0,3%*	*8,9*
ferro-gusa e aço	*96,8*	*0,2%*	*2,7%*	*0,3%*	*42,3*[5]
ferro-ligas	*89,6%*	*0,0%*	*10,3%*	*0,1%*	*2,1*
mineração e pelotização	*59,7%*	*11,4%*	*28,1%*	*0,7%*	*5,1*
não ferrosos e outros metais	*32,8%*	*13,2%*	*26,7%*	*27,2%*	*5,7*
química	*32,0%*	*46,9%*	*16,4%*	*4,7%*	*12,7*
alimentos e bebidas	*7,5%*	*85,0%*	*7,2%*	*0,4%*	*9,3*[6]
têxtil	*4,7%*	*43,5%*	*48,3%*	*3,5%*	*1,7*
papel e celulose	*23,4%*	*60,0%*	*15,5%*	*1,1%*	*9,3*
cerâmica	*89,2%*	*4,5%*	*6,1%*	*0,3%*	*5,4*
outras indústrias	*37,3%*	*20,6%*	*38,0%*	*4,1%*	*7,3*
Total					**268,5**

Notas: 1- o potencial refere-se a um retrato estático do potencial de consumo de gás que, neste caso, se situa entre o potencial técnico e o termodinâmico. Valores não consideram, portanto, alterações estruturais ou efeito atividade; 2- eletroquímica, iluminação e outros usos; 3- modal rodoviário; 4- assumindo-se uma participação média de sistemas de condicionamento de 50%; 5- descontando-se o consumo devido ao gás de alto forno; 6- descontada a parcela de consumo atribuível ao o bagaço de cana.
Fonte: Elaborado a partir de MME/FDTE (1995) e MME (2003).

A partir destes resultados, devem-se inferir os seguintes comentários:

- *No setor residencial*, reside substancial potencial de penetração do gás natural (31,4 Mm^3/dia), pulverizado entre o número total de domicílios observados no ano de 2002 (ano base dos dados do balanço energético

---

segmento – a energia útil por fonte por segmento -, analisa-se a substituição integral de um energético

utilizado). Observa-se a predominância do uso para aquecimento direto, preponderantemente o uso energético para cocção de alimentos. Neste sentido, sobressai a participação de dois energéticos para esta destinação: (i) lenha: 53,1%; (ii) GLP: 41,8%. O uso classificado com "calor de processo" pelo balanço de energia útil corresponde ao aquecimento de água para banho, onde a eletricidade é responsável por aproximadamente 90,8% do total de uso de energia destinado à esta finalidade neste setor. Trata-se de um nicho de mercado com substancial espaço para penetração, mas onde se observam também barreiras de ordem econômica – a realização de obras civis para disponibilizar o gás natural ao usuário[31] - e de ordem cultural – não necessariamente o usuário está disposto a arcar com o transtorno a que estará submetido para realizar tais obras. Esta observação reforça a já citada prudência na análise desta estimativa preliminar de potencial de penetração do gás natural e no caso do setor residencial a sua maior expansão condiciona-se, inclusive, a esforço no desenvolvimento de códigos de obras para incluir em projetos prediais a previsão de redes de distribuição interna de gás canalizado;

- No *setor de transportes*, o potencial estimado relaciona-se ao modal rodoviário e se distribui entre óleo diesel (56,4%), gasolina (28,4%) e álcool (13,2%), com o GNV respondendo por apenas 2,0% do total do mercado nacional. A preponderância do uso de óleo diesel acena com oportunidades em veículos de transporte mais pesado, envolvendo transporte de cargas e transporte coletivo urbano. Aliás, neste último, as vantagens ambientais decorrentes de seu uso são inquestionáveis: pela ausência de compostos de enxofre e material particulado na composição do gás natural, o seu uso representa melhoria considerável nos padrões de emissão de poluentes, o que é assaz relevante em grandes centros urbanos, como São Paulo e Rio de Janeiro. Normalmente, o retorno do investimento realizado nos "*kits*" que permitem o uso do GNV é dependente da extensão dos percursos percorridos pelo usuário, sendo mais atrativo para consumidores que percorram maiores distâncias, como é exatamente o caso da frota de coletivos urbanos e transporte de cargas a longa distância. Sinaliza-se, pois, um ponto de

---

pelo gás natural, considerando a eficiência de uso do mesmo.

convergência no setor de transportes para penetração do gás natural. Finalmente, deve-se frisar que, embora a demanda de GNV se distribua pulverizadamente – por veículo – deve-se ressaltar que os postos de abastecimento são, do ponto de vista de uma distribuidora de gás canalizado, consumidores do setor comercial. Uma demanda típica de gás natural devida a um posto GNV, da ordem de 300 mil m^3/mês, pode se constituir numa eventual âncora local de consumo, viabilizando investimentos em redes de distribuição em uma dada região;

- *No setor comercial*, o uso preponderante ocorre na iluminação (41,6%) e na força motriz (31,4%). Neste caso, as oportunidades de penetração do gás natural nestes usos ocorre de forma indireta, isto é, produzindo-se eletricidade, o que pode ocorrer através de cogeração ou termeletricidade. No uso "calor de processo", incluem-se a geração de vapor em caldeiras para suprimento de demandas típicas de aquecimento de água para lavanderias e banho, sendo o óleo combustível (61,2% do total) o principal energético utilizado para esta finalidade no setor comercial brasileiro. No uso "aquecimento direto", prepondera o GLP para cocção (34,1%) e logo de perto, a eletricidade com 33,7%, como carga resistiva, o que pode ser explicado por serviços em lanchonetes, bares e restaurantes;
- Por fim, *no setor industrial,* pode-se dividir as indústrias com dados disponíveis no balanço energético nacional em três grupos, em função da preponderância da demanda por aquecimento direto ou calor de processo ou de um perfil misto dos demais usos. No primeiro grupo situam-se:
    - Cimento *portland*: as fontes residuais de energia, principalmente o coque verde de petróleo, respondem por 74,8% da demanda total de energia térmica destinada preponderantemente aos fornos rotativos. Nesta indústria, o potencial de competição do gás natural é sobremaneira prejudicada, uma vez que estas fontes residuais, por se constituírem em resíduos de outras indústrias, vêem nos fornos de produção de cimento, uma alternativa à sua disposição em aterros industriais e não pouco freqüentemente

[31] Inclui a realização de obras para disponibilização de rede interna de distribuição de gás natural.

chegam a custos negativos na indústria cimenteira (Santi, 1997);

- Ferro-gusa e aço: o principal energético utilizado é o carvão e seus derivados (coque de carvão mineral: 43,1%; coque de carvão vegetal: 23,3%; carvão metalúrgico: 12,5%), sendo que as oportunidades de penetração do gás natural se localizam tanto no uso como energético quanto como redutor siderúrgico;
- Ferro-ligas: o carvão vegetal é responsável pelo atendimento de cerca de 58,1% da demanda de calor desta indústria, sendo a eletricidade a segunda fonte mais utilizada, com 20,0%;
- Mineração & pelotização: o gás natural já atende cerca de 10% da demanda por aquecimento desta indústria, mas ainda existe substancial espaço dentro deste segmento, deslocando óleo combustível (49,5%) e carvão (30,0%);
- Cerâmica: a lenha é o principal concorrente do gás natural neste segmento industrial e responde por 55,1% da demanda total de aquecimento direto. O gás natural, que participa com 25,4% do atendimento desta demanda, ainda encontra oportunidades para deslocar óleo combustível, que contribui com 9,2% do total da demanda por calor.

No grupo com preponderância de calor de processo incluem-se:

- Alimentos e bebidas: sendo aquele que congrega a indústria sucro-alcooleira brasileira, destaca-se o emprego do bagaço de cana como principal fonte energética para geração de vapor (79,4%). Excetuando-se esta indústria, nos demais ramos de atividade do segmento de produção de alimentos & bebidas sobressai o uso da lenha (10,2%) e óleo combustível (5,4%);
- Papel & celulose: num segmento onde há disponibilidade de resíduos de produção a baixo custo (lixívia), que respondem por 31,1% do total de energia demandada para geração de vapor, outras fontes como lenha e óleo combustível com 27,4% e 20,8%, respectivamente, podem ser deslocadas pelo

gás natural, que já participa com 10,5% da demanda para este uso nesta indústria. A demanda por aquecimento direto, que responde por cerca de 23,4% da demanda total de calor da indústria de papel & celulose, é atendida principalmente por fontes residuais, o que torna a penetração do gás natural pouco provável para esta destinação.

Finalmente, naquele grupo aqui segmentado como "de uso misto", isto é, onde se verifica um perfil mais distribuído entre as demandas energéticas para calor de processo e aquecimento direto, incluem-se:

- Química: num segmento onde o gás natural pode apresentar uso energético e/ou como matéria prima, destaca-se a possibilidade de substituição do óleo combustível na geração de vapor, onde participa com 29% do total. A principal fonte de energia empregada para esta finalidade, entretanto, envolve a utilização de fontes residuais, onde a competitividade econômica do gás natural é prejudicada pela relação de preços relativos. No uso como aquecimento direto, nesta indústria, o gás natural responde por cerca de 82% do total da energia demandada;
- Têxtil: apresentando um perfil de caráter mais elétrico, a indústria têxtil utiliza o gás natural para atender 39,0% da sua demanda total para geração de vapor, mas ainda existe notado potencial para mais que dobrar sua participação nesta indústria, através da substituição do óleo combustível (39,4%) e da lenha (13,6%), empregados no setor;
- Outras indústrias: congregando as demais empresas que constituem o setor industrial brasileiro, é bastante diversificado o perfil do uso de energia entre estas empresas, resultando num padrão de uso de energia mais distribuído entre as destinações possíveis. A demanda de lenha e de óleo combustível, responsáveis por 19,2% e 26,2% do atendimento das necessidades de calor destas indústrias, constituem-se em oportunidades para ampliação da participação do gás natural nestas destinações, que hoje é de 28,8%.

2.5- *Precificação do gás natural no Brasil*

Primeiramente, cabe destacar a existência de níveis de preços distintos por fonte de suprimento no país. Até dezembro de 2001, a legislação brasileira distinguia o gás natural de acordo com a origem da sua produção, classificando-o como gás natural nacional ou importado. De fato, a portaria interministerial MF/MME 003/2.000 – que será vista adiante em mais detalhes – aplicava-se especificamente ao gás natural de origem nacional.

Um importante aspecto na formação de preços do gás natural no país se refere à desagregação da parcela relativa a "*commodity*" da tarifa de transporte, conceito este conhecido como "*unbundling*". Antes de 1999, o preço máximo de venda do gás natural às concessionárias de distribuição de gás canalizado era determinada pela portaria DNC n^0 24/1994, estabelecendo este valor a partir da paridade de 75% com o preço do óleo combustível 1A , na base de distribuição primária, considerando-se equivalência energética entre o gás natural e este óleo.

A partir de 1999, com a edição das portarias interministeriais MF/MME n^0 90, 91 e 92, promoveu-se a indexação dos preços dos óleos combustíveis aos preços praticados no mercado internacional o que, com a oscilação do nível de preços internacionais do petróleo, introduziu grande volatilidade no preço do gás natural no Brasil.

O efeito gerado nos preços do gás natural ensejou, então, a introdução de mecanismos de formação de preço do gás natural até então não existentes no país. Estes mecanismos se inseriam, fundamentalmente, no conjunto de ações para restauração da estabilidade na política de preços do gás natural, através do conceito de "*unbundling*" e na introdução, de forma progressiva, do fator distância para cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega do gás natural (Cecchi et al., 2001).

2.5.1 Preço do gás natural de origem nacional

Até então, o conceito de "*unbundling*" não era agregado à legislação brasileira e sua inclusão na regulação da indústria de gás natural no Brasil originou-se na busca de maior transparência na formação de preços, geração de mecanismos de correção mais adequados para cada parcela componente do preço do gás natural, redução de subsídios cruzados e incremento na eficiência na utilização dos gasodutos de transporte (ANP, 2000).

No cerne da adoção deste conceito para a indústria brasileira de gás natural estava a busca por maior transparência de custos relativos a cada etapa da cadeia de oferta de gás natural e a adequação desta indústria ao modelo preconizado para o funcionamento da mesma, pressupondo-se o estímulo à concorrência e a geração de benefícios para o consumidor final, principalmente no que tange ao aspecto preço do gás natural.

Embora a Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997 estabelecesse em seus artigos 69 e 70, um prazo de transição de 36 meses para a vigência de um mercado de petróleo e gás com preços desregulamentados, a adoção de uma estrutura regulada de preços para o gás natural deveu-se ao fato de esta indústria ser ainda bastante incipiente no país[32]. Em face desta característica, o Ministério das Minas e Energia e o Ministério da Fazenda publicaram conjuntamente uma portaria norteada a partir das seguintes premissas (MME, 2000):

- Redução da volatilidade de preços em relação à política anteriormente adotada para o setor de gás natural;
- Existência de regras simples para o preço do gás natural;
- Separação entre as atividades de comercialização e transporte – conceito de "*unbundling*" – pelo menos do ponto de vista do preço;
- Internalização progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, visando reduzir os subsídios cruzados entre usuários do serviço;
- Desregulamentação progressiva dos preços do gás natural, conforme a evolução do seu mercado, buscando preservar os interesses do consumidor final.

A portaria interministerial MME/MF n^0 3, de 17 de fevereiro de 2000, estabeleceu a política brasileira de formação de preços do gás natural de produção nacional, agregando o conceito de "*unbundling*". O preço assim determinado corresponde ao preço máximo a ser cobrado à companhia distribuidora de gás natural, calculado a partir da seguinte expressão, definida na portaria MF/MME 003/2000:

[32] A Lei 9.478/1997, em seus artigos n^{0s} 3 a 5, estabelece, nos termos do artigo n^0 177 da Constituição Brasileira, o monopólio da União em atividades tais como a produção e transporte de gás natural no Brasil. A exploração econômica destas atividades depende de concessão ou autorização do poder público. Esta mesma lei estabeleceu que os preços de derivados de petróleo deveriam ser liberados após 36 meses de sua edição, ou seja, no ano 2000, o que foi postergado para janeiro de 2002.

$$P_{CG}(t) = P_{GT}(t) + T_{REF}(t)$$

Sendo $P_{GT}(t)$ a parcela da "*commodity*", ou equivalentemente, o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte no ano "t". A variável $T_{REF}(t)$ é a tarifa de transporte de referência, regulada pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). O preço do gás natural ao consumidor final é determinado a partir da agregação do valor correspondente à margem da concessionária local de gás canalizado, $M_d(t)$. Assim, o preço final do gás natural no ano "t" corresponde à:

$$P_{GAS}(t) = P_{CG}(t) + M_d(t)$$

Com uma fórmula de reajuste similar àquela adotada para a parcela de "*commodity*" do gás natural boliviano, a indexação do preço futuro desta parcela de preço do gás vincula-se à evolução de uma cesta de óleos combustíveis e à variação do dólar americano, com periodicidade de reajuste trimestral, conforme a seguinte expressão:

$$P_{GT}(t) = 0,5 * P_{GT}(t-1) + 0,5 * P_{GT}(0) + *(0,5 * F_1/F_{10} + 0,25 * F_2/F_{20} + 0,25 * F_3/F_{30}) * TC/TC_0$$

Onde:

- $P_{GT}(t-1)$- valor do $P_{GT}(t)$ no trimestre civil anterior àquele para qual se esteja calculando o novo $P_{GT}(t)$;
- $P_{GT}(0)$- valor inicial de $P_{GT}(t)$, igual a R$ 110,80/mil m^3;
- F_{10}, F_{20} e F_{30}- média dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no *Platt's Oilgram Price Report*, tabela *Spot Price Assessments*, dos produtos a que correspondem FO1, FO2 e FO3 , abaixo designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive;
- F_1, F_2 e F_3- médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no *Platt's Oilgram Price Report*, tabela *Spot Price Assessments*, dos meses m-4, m-3 e m-2[33]:
    - F_{10}- produto designado na referida publicação por *Fuel Oil 3,5% Cargoes Fob Med Basis Italy*;

  - F_{20}- produto designado na referida publicação por *Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne*;
  - F_{30}- produto designado na referida publicação por *Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes Fob NWE*.
- TC- média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar americano PTAX-800 publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo "m" o primeiro mês do trimestre civil para o qual esteja calculando o novo valor de $P_{GT}(t)$;
- TC_0- média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil no período de junho a agosto de 1999, inclusive;
- $P_{GT}(t)$- preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte, para o trimestre vigente.

Como se percebe, a vinculação do preço futuro do gás natural à evolução do preço de uma cesta de óleos combustíveis tem, a princípio, o efeito de distribuir as variações de preço entre os mercados de óleo escolhidos, amortecendo grandes oscilações. Assim, reduz-se a vulnerabilidade da evolução do preço do gás, comparativamente à adoção de um único mercado de óleo para vinculação do efeito futuro.

Um efeito importante a ser ressaltado refere-se à variação da taxa de câmbio que exerce um efeito ambíguo sobre a parcela de "*commodity*" pois, ao mesmo tempo em que cria um mecanismo de proteção para investimentos em equipamentos importados com empréstimos financiados em moeda norte-americana, também expõe toda a vulnerabilidade da competitividade do gás natural. Assim, a escolha da evolução do óleo bruto como energético de referência, ao mesmo tempo em que reduz a vulnerabilidade do preço do gás à intervenção do estado no mercado energético, traz como desvantagem a vulnerabilidade interna a questões externas ao mercado consumidor local. Perde-se, nestas condições, graus de liberdade para a elaboração de políticas energéticas. Neste contexto, o preço do gás natural fica sujeito às configurações de poder observada entre os produtores mundiais de gás natural sendo,

---

[33] Os valores aqui adotados neste estudo para estes parâmetros corresponderam àqueles vigentes no trimestre abril/maio/junho de 2002.

por exemplo, afetado por ações de cartéis de fornecedores de petróleo como a OPEP. De fato, sendo a precificação tanto do gás natural quanto de alguns energéticos substitutos indexada ao nível internacional dos preços do petróleo, passa a ser a competitividade do gás natural influenciada pelos mesmos fatores que influenciam o preço do petróleo, como coloca Nunes (2000): (i) estrutura de mercado do petróleo; (ii) o grau de integração e comluio entre os agentes econômicos; (iii) expectativas dos agentes em relação ao futuro; (iv) graue ritmo de desenvolvimento tecnológico e geológico; (v) as relações político-econômicas e o seu reflexo na estabilidade das regiões produtoras e consumidoras, entre outros. Todos estes fatores configuram, pois, a vulnerabilidade do preço do gás natural fundamentalmente, pois, à configuração de poder existente entre os agentes dominantes no mercado mundial de petróleo.

Ademais, a análise de sensibilidade do preço do gás natural no instante (t+1) com a variação da cesta de óleos e da taxa de câmbio revela ser esta última a variável de maior impacto, isto é, a competitividade do gás natural é especialmente vulnerável à volatilidade do câmbio no Brasil. A variação de 20% na taxa de câmbio, por exemplo, impacta em cerca de 15% o preço da "*commodity*" para o gás natural de produção nacional (tabela 2.11). A variação conjunta de todos os fatores utilizados para a correção dos valores da parcela de "*commodity*" mostrou ser o efeito mais que proporcional no custo do gás. De fato, a variação simultânea de todos os fatores em 20%, impactou o preço da "*commodity*" em mais de 25%.

Tabela 2.11: fator de impacto da cesta de óleos e da taxa de câmbio sobre o preço da "*commodity*" para o gás natural de produção nacional, adotando-se estrutura de formação de preços conforme a portaria MME/MF 003/2.000.

	Variação				
Variável	**-20%**	**-10%**	**0%**	**10%**	**20%**
F_1	-4.7%	-2.3%	0.0%	2.3%	4.7%
F_2	-3.5%	-1.8%	0.0%	1.8%	3.5%
F_3	-4.0%	-2.0%	0.0%	2.0%	4.0%
TC	-15.5%	-7.8%	0.0%	7.8%	15.5%
todas	**-25.3%**	**-13.3%**	**0.0%**	**13.3%**	**25.3%**

No que tange à indexação de preços do gás, a contratação de oferta externa de gás natural segue critérios acordados entre as partes envolvidas e, especificamente para o gás natural importado da Bolívia, a parcela da "*commodity*" é indexada à taxa de

câmbio para venda do dólar norte americano PTAX – 800, com a cotação do dia anterior ao da data de vencimento de cada respectiva fatura (Martins, 2002).

Outra parcela de preço imputável à tarifa de gás natural refere-se à tarifa de transporte. A portaria MF/MME 003/2.000 estabeleceu que cabia à Agência Nacional de Petróleo a regulação desta tarifa, bem como a incorporação progressiva do fator distância a esta tarifa, de modo que os pólos de consumo mais próximos aos centros produtores de gás natural auferissem sua vantagem locacional em relação às jazidas de gás natural. Como parte deste esforço de incorporação do sinal locacional à tarifa de transporte do gás natural, a portaria ANP n^0 108, de 28 de junho de 2000 estabeleceu valores referenciais variáveis de acordo com o estado da federação. Nesta portaria, previa-se o escalonamento progressivo do fator distância na tarifa de transporte. Assim, a tarifa de transporte no ano t, T_{REF} (t), é dada a partir da seguinte expressão, sendo os valores corrigidos em base anual, pela variação do IGP-M:

$$T_{REF}(t) = T_{REF\ MÉDIA} * (1-f_D(t)) + DM_{EQ} * CU_M * f_D(t)$$

Onde $T_{REF\ MÉDIA}$ é a tarifa média nacional de transporte do gás, inicialmente determinada pela ANP com o valor de R$ 19,40/mil m^3. O fator de distância, $f_D(t)$, corresponde ao peso a ser dado gradativamente à localização do estado consumidor das jazidas de gás natural. Nesta equação, o parâmetro denominado distância média equivalente estadual, DM_{EQ}[34], permite introduzir no cálculo da tarifa o sinal locacional desejado. A distância média equivalente relaciona-se às distâncias entre os pontos de recepção e entrega do gás natural nos gasodutos de transporte e aos volumes de consumo de gás natural em cada ponto, estabelecendo a associação entre a localização das jazidas brasileiras de gás natural e com o grau de utilização dos gasodutos. A principal intenção do estabelecimento do parâmetro “distância média equivalente” é permitir ao transportador obter a mesma receita, aplicando-se as tarifas por distância, que aquela que seria obtida pela aplicação de uma tarifa postal (ANP, 2002). Ainda, CU_M corresponde ao custo unitário médio do gasoduto, definido em R$/$m^3$.km, obtido

[34] A distância média equivalente estadual equivale à média ponderada considerando as distâncias entre os pontos de recepção e entrega e os volumes retirados de gás natural em cada um destes pontos de entrega. É definida pela expressão: $DM_{EQ} = \Sigma D_i * V_i / \Sigma V_i$, onde D_i é distância entre o ponto de recepção e entrega, e V_i é o volume de gás natural retirado em cada um destes pontos. A utilização desta variável se destinava ao cálculo da tarifa de transporte estadual, à qual se aplicava o ponderador de distância definido pela Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2000).

considerando-se toda a malha de transporte existente e os custos totais associados a esta malha[35]. Mesmo o gás natural importado estará sujeito, nos trechos de gasoduto que percorrem o território nacional, à alocação do fator distância (MME, 2002). O escalonamento progressivo do fator distância, porém, mostrou-se incerto e a recente liberação do preço de petróleo e derivados, estabelecida pela Lei n^0 9.478/97, traz ao cenário de preços de transporte alguma incerteza no que tange à definição futura dos mesmos, pelo menos no que diz respeito às regras que balizarão a formação deste preço de transporte de gás, que passa, agora, a ser livremente negociado.

É mister ressaltar a existência de dois tipos de serviço de transporte de gás natural, de acordo com a qualidade deste fornecimento: o chamado serviço de transporte firme (STF) e o serviço de transporte interruptível (STI). No serviço firme o usuário contrata uma reserva de capacidade no gasoduto e passa a ter o direito de movimentar um volume diário de gás limitado por essa capacidade. O serviço interruptível depende da ociosidade de capacidade no gasoduto. A distinção destes tipos de serviços tem implicações relevantes quando se discute livre acesso a gasodutos de terceiros (*Third Part Access*) e reflete-se tanto na garantia de suprimento e acesso à rede de transporte quanto na tarifa do serviço aplicável ao carregador de gás natural.

2.5.2 Preço do gás importado da Bolívia

A comercialização do gás natural de origem boliviana é regida por contratos firmados por blocos de capacidade de transporte, prevendo-se o preenchimento paulatino da sua capacidade nominal de 30 Mm^3/dia, (ABIQUIM, 1998; BNDES, 2000):

- TCO (*Transportation Capacity Quantity*): correspondente ao bloco básico, nesse contrato há o comprometimento de venda por parte da YPFB e de compra pela Petrobras (em regime de *take or pay*), de uma quantidade crescente de gás natural, iniciando de 8 Mm^3/dia, atingindo 18 Mm^3/dia no oitavo ano e permanecendo neste patamar até o vigésimo ano;
- TCQ (*Transportation Capacity Option*): No contrato firmado entre a Petrobras e a YPFB, existia a opção de compra de quantidades adicionais de

[35] A metodologia utilizada na elaboração da Portaria, porém, não se aplica a avaliação dos custos a projetos de expansão da malha. Deve-se ressaltar, ainda, que o cálculo leva em consideração uma taxa de desconto de 15% a.a., depreciação fiscal linear de 10 anos e investimentos realizados sem endividamento, isto é, custeado com recursos próprios (ANP, 2000).

gás natural, acima do volume constante no TCO. Este volume adicional era de 12 Mm^3/dia, desde que isso não conflitasse com o abastecimento interno da Bolívia. A Petrobras, nesse caso, garantiu o direito de transporte adicional de um volume de gás natural de 6 Mm^3/dia, por um horizonte de 20 anos, através de pagamento antecipado;

- TCX (*Transportation Capacity Extra)*: correspondente à capacidade remanescente do gasoduto, equivalente à diferença entre a capacidade do gasoduto (30 Mm^3/dia) e os volumes negociados nos blocos de contrato TCO e TCX, ou seja, 6 Mm^3/dia.

Excetuando-se o estado do Mato Grosso do Sul, as demais distribuidoras de gás canalizado que fecharam contratos de aquisição do gás natural boliviano o fizeram a partir do primeiro bloco de transporte (TCQ). O volume contratado de 8,2 Mm^3/dia de gás natural no estado do Mato Grosso do Sul, distribui-se da seguinte forma: (i) TCX: 5,45 Mm^3/dia; (ii) TCO: 2 Mm^3/dia; (iii) TCQ: 0,75 Mm^3/dia (BNDES, 2000).

A formação do preço do gás natural de origem boliviana até o ponto de entrega, como já dissemos, segue o conceito de "*unbundling*", apenas variando em função das fórmulas de indexação, como veremos. No que tange especificamente ao preço deste gás natural, a sua formação de preço sempre foi, essencialmente, objeto de livre negociação entre os agentes econômicos, ou seja, não regulada (ANP, 2004).

2.5.2.1 "Commodity"

A parcela relativa à "*commodity*" adota a fórmula de reajuste trimestral vinculado à evolução de preços de uma cesta de óleos norte-americanos e europeus. Assim, o preço do gás natural no trimestre "t" é dado pela expressão: $P_g(t)= P_g(0)*f$(cesta de óleos combustíveis), sendo $P_g(0)$, o preço-base do gás natural, sendo adotados valores distintos em função do bloco de capacidade do qual se origina o contrato de fornecimento. Assim, para o bloco relativo ao TCQ (18 Mm^3/dia), o preço-base "$P_g(0)$" é dado em função do ano de fornecimento. Já para os volumes negociados nos blocos relativos so TCO e TCX, o preço-base adotado é equivalente a US$ 1,20/MMBTU (BNDES, 2000).

Adiciona-se que a conversão do preço do gás natural de origem importada, adquirido em US$/MMBTU adota a taxa de câmbio de venda do dólar norte americano PTAX - 800 publicada no sistema do Banco Central do Brasil, na cotação do dia

anterior ao da data de vencimento de cada respectiva fatura. A parcela relativa à "*commodity*", por sua vez, sofre reajuste em base trimestral de acordo com a variação de preço da mesma cesta de óleos combustíveis utilizada na portaria interministerial MF/MME 003/2.000.

2.5.2.2 Tarifa de transporte

A tarifa de transporte, uniforme em toda a extensão do gasoduto, por sua vez, divide-se em tarifa de capacidade e tarifa de movimentação, segundo a seguinte relação, válida para o trimestre "t": $T_T(t) = T_C(t) + T_M(t)$, onde T_T (t) é a tarifa de transporte do gás natural, $T_C(t)$ é a tarifa de capacidade e $T_M(t)$ é a tarifa de movimentação. A fórmula de reajuste da tarifa de transporte considera a variação anual da inflação do dólar norte-americano, a partir da seguinte ponderação, aplicável às tarifas de capacidade e movimentação (ANP, 2002):

- ***Tarifa de Capacidade***: atualizada anualmente na proporção de 40% da inflação do dólar americano, até 2007 (inclusive) e de 15% da inflação do dólar americano a partir de 2008, assegurando-se uma correção mínima de 0,5% a.a. por todo o período. A inflação do dólar americano é medida pelo Índice de Preços ao Consumidor *CPI (Consumers Price Index*) publicado pelo U.S. Labor Statistics;
- ***Tarifa de Movimentação***: atualizada anualmente na proporção de 100% da inflação do dólar americano, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor CPI (Consumers Price Index) publicado pelo U.S. Labor Statistics, assegurando-se uma correção mínima de 3,5% a.a. por todo o período.

2.5.3 Preço do gás para o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)

Finalmente, deve-se destacar a existência de uma regulamentação específica aplicável ao chamado "Programa Prioritário de Termeletricidade", Portaria Interministerial MME/MF n^0 176/2.001, que estabelece o preço máximo de suprimento do gás natural destinado às termelétricas integrantes do Programa, independente da origem do gás (nacional ou importado). Como já asseverado anteriormente neste texto, a edição desta Portaria se inseria no conjunto de ações previstas para viabilizar os projetos previstos no PPT, realizando-se uma ponderação entre gás nacional e importado na

relação de 1:4, ou seja, ponderação de 20% de custo devido ao gás de origem nacional e 80% para o gás oriundo da Bolívia (ANP, 2002).

Assim, fixaram-se nas seguintes condições:

- Preço único para o gás natural em todo o país equivalente a US$ 2,581/MMBTU, independente de se tratar de origem nacional ou importada e independente da tarifa de transporte;
- Correção anual do preço de acordo com a seguinte ponderação: (i) 80%, considerando as variações da taxa de câmbio e do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos e (ii) 20% com correçaõ anual pelo IGP-M;
- Introdução de mecanismos de compensação das variações cambiais, que permitisse eliminar o risco de perdas cambiais no período entre os reajustes (o reajuste do gás ocorre em base trimestral e a eletricidade, em base anual), através do alinhamento entre o preço do gás natural e a tarifa de energia elétrica;
- Elegilibilidade de entrada no programa condicionada às usinas termelétricas que entrarem em operação comercial até junho de 2003 e limitação de volume de consumo de gás natural até um teto de de 40 Mm^3/dia .

2.5.4 Preço do gás na distribuição

A partir do ponto de entrega ("*city gate*") do gás natural às distribuidoras de gás canalizado, adiciona-se a margem da distribuição, o que juntamente com o aporte devido de tributos, compõe o preço do gás pago pelo consumidor final.

Exemplificando o caso do estado de São Paulo, o critério adotado para precificação do gás ao consumidor final é o de "tarifas-teto", através do qual são fixadas margens máximas a serem praticadas pelas concessionárias, que no estado de São Paulo correspondem a um total de três: Comgás, GásBrasiliano e a GasNatural. Ademais, os seguintes critérios adicionais detalham esta estrutura de precificação da margem de distribuição (CSPE, 2004):

- Estabelecimento de classes de tarifas segundo um critério misto que considera faixas de consumo volumétrico de gás e aplicação, segmentando os usuários nas seguintes classes: (i) classe de 1 a 10; (ii) GNV; (iii)

segmento industrial; (iv) pequena cogeração; (v) cogeração ; (vi) termelétricas e; (vii) fornecimento interruptível;

- Estrutura da tarifa teto considerando um termo fixo e outro variável. Este último é formado a partir da soma entre a margem máxima e o preço do gás no ponto de entrega ("*city gate*");
- Reajuste das margens em base anual, quando do aniversário do contrato de concessão, considerando-se a variação anual acumulada do IGP-M. A atualização dos preços do gás no ponto de entrega e do transporte ocorre basicamente em duas situações: ou por ocasião do reajuste ou, extraordinariamente, quando as variações de preços representam riscos para o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A formação da margem média de distribuição neste mercado regulado leva em consideração, por sua vez, a tarifação a custo de serviço, o que considera a remuneração mínima do capital investido pela companhia distribuidora local.

Finalmente, no que tange à estrutura tributária incidente sobre o preço final de venda do gás às concesssionárias de gás canalizado, incidem o ICMS – com percentual variável de acordo como estado – e o PIS/COFINS. No que se refere ao preço de venda ao consumidor final, a margem de distribuição é estabelecida segundo política do poder concedente de cada estado para as companhias distribuidoras, podendo ser exercido pelas agências reguladoras estaduais – quando existentes e operacionais – ou pelo poder público estadual.

2.6- *Conclusões do capítulo*

Este capítulo objetivou analisar o atual estágio da infra-estrutura brasileira de oferta de gás natural ao mesmo tempo em que buscou avaliar também algumas oportunidades de inserção do gás natural no lado da demanda.

Como podemos constatar, num horizonte de curto/médio prazo, a atual infra-estrutura de transporte de gás natural a alta pressão não deve se constituir em um problema para o desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro[36]. De fato, atualmente, a oferta de gás natural se sustenta tanto pela garantia dos contratos de fornecimento firmados com a Bolívia, quanto pelas perspectivas de aumento da oferta de gás natural

---

[36] O mesmo não se pode concluir em relação às redes de distribuição de gás canalizado - gasodutos de transporte de gás natural a média/baixa pressão -, onde se observa uma malha assaz reduzida.

de origem nacional, que se ampliam com a descoberta de reservas localizadas na bacia de Santos.

Entretanto, a infra-estrutura de distribuição de gás canalizado pode se constituir, efetivamente, em um gargalo à expansão do consumo de gás natural na grande maioria do estados brasileiros. Mesmo naqueles estados onde se observa uma malha de distribuição de gás canalizado com maior extensão, ainda permanece substancial desafio de expandir a base de consumo, em especial aqueles setores com menor porte individual de demanda de gás natural, como os setores residencial e comercial. Como vimos neste capítulo, a participação destes é assaz reduzida tanto em termos globais quanto localizadamente por concessionária. São exatamente estes setores que dão suporte ao mercado gasífero internacionalmente e proporcionaram, inclusive, possibilidades de descontos em tarifas de gás natural para grandes consumidores de energia, os quais representam, efetivamente, alavancadores de demanda por gás natural.

É mister ressaltar que a penetração do gás natural no Brasil se dá a partir de um padrão distinto ao observado em países industrializados, e fundamentalmente explica a necessidade de prudência na proposição de ações ao desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro.

Em primeiro lugar, a penetração do gás natural na matriz energética destes países industrializados se deparou com o desafio de competir basicamente em cima de preço final, em virtude de as suas malhas de distribuição e transporte apresentarem elevado grau de maturação. Isto explica a facilidade em remover barreiras típicas inerentes às indústrias de rede, uma vez que é minimizado o peso do custo fixo na formação do custo do gás, que passa a ter como fio condutor o custo marginal de curto prazo. Assim, a experiência internacional mostra que o gás natural, na verdade, se deparou com um ambiente propício à competição em cima de custos variáveis e o ônus do investimento e o risco associado foram substancialmente mitigados.

Em segundo lugar, como vimos no capítulo anterior, um dos atributos básicos de minimização de riscos de investimento em projetos de oferta de gás exige demandas regulares e de grande porte para viabilizar economicamente tais estruturas. Assim, também o gás natural se deparou com um perfil regular ancorado sobre um padrão de consumo de energia necessário ao aquecimento imposto pelo rigor do inverno nestes países. Portanto, a estratégia verificada para desenvolvimento do mercado gasífero em nível internacional deve ser examinada com atenção, pois o contexto brasileiro é assaz diferente.

Neste sentido, é natural que se direcione o mercado para aqueles usuários com maior porte individual de demanda, uma vez que a dinâmica de desenvolvimento de infra-estrutura voltada para usuários de menor porte invidual e com perfil de distribuição geográfica, irregular e ao qual se associam requisitos totais mais elevados para investimento – questionando-se mesmo a disponibilidade de recursos para financiar tal estratégia -, mostra-se pouco aderente ao desejo de viabilizar a expansão do consumo de gás com velocidades maiores.

Para o desenvolvimento do mercado de gás natural, seja qual for a sua aplicação, é vital que exista uma malha de distribuição que permita a disponibilização deste gás ao usuário final. Desta forma, torna-se vital avaliar as forças motrizes que impulsionam investimentos neste ponto da cadeia da indústria de gás natural e que se relacionam aos mercados secundários para o gás natural, que serão mais bem estudados nesta tese.

3 METODOLOGIA DE ANÁLISE DE IMPACTO DE AÇÕES DE INCENTIVO AO USO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a metodologia empregada para a avaliação do impacto de ações de incentivo ao uso do gás natural no Brasil na ponta final do consumo para uso energético. Para isto, elegeram-se alguns segmentos de consumo de energia - indústria química, setor hospitalar e setor hoteleiro - cuja escolha se deve pela sua representatividade tanto no que se refere ao porte individual de suas demandas energéticas quanto por aspectos qualitativos relacionados a estas, que podem ser explorados na análise de oportunidades de penetração do gás natural e estendidas a outros segmentos tanto do setor comercial quanto industrial.

Logicamente, existem diversos outros setores da economia onde esta avaliação poderia ser conduzida, para efeito de determinação de políticas setoriais específicas e para estimativa de potencial de entrada do gás natural na matriz energética como um todo. Como se objetiva analisar impactos de ações de incentivo sobre a viabilização de consumo de gás natural, tais como políticas de financiamento, incentivo a cogeradores e políticas de incentivo fiscal/contábil, inseridas em ambientes variáveis de tarifa de energia – julgamos prudente eleger determinados setores-chave para análise destes impactos. Isto confere aos setores analisados, pois, o "*status*" de laboratório de investigação. Isto permite também a extensão do comportamento dos resultados a outros segmentos do setor industrial e comercial brasileiros, uma vez que a análise dos resultados mostrou que, uma vez determinado o perfil qualitativo da demanda de energia – a menos de efeitos de escala – é a tecnologia de uso final que determina o comportamento qualitativo das conclusões gerais do estudo.

Adicionalmente, como foi ressaltado no capítulo anterior, o estabelecimento de uma metodologia de análise adequada para estimativa do potencial de consumo de gás natural nos usos propostos (substituição interenergéticos simples e cogeração em regime "*topping*") deve necessariamente contemplar a heterogeneidade dos usuários integrantes dos dois setores avaliados e ao mesmo, tempo, permitir internalizar as características tecnológicas de cada equipamento de consumo de gás natural em cada caso. Além disso, deve ser capaz de apreender as variáveis relevantes para análise e que impactem de maneira significativa a realização deste potencial de consumo de gás natural. Assim,

busca-se analisar a efetividade das ações de incentivo, do ponto de vista da realização deste consumo potencial, proporcionando ao analista a visão de custos econômicos e custos de transação desnecessários. Assim, os resultados podem mostrar serem improfícuas, no todo, determinadas ações de incentivo e o efeito sobre o mercado seria basicamente idêntico ao obtido pela ausência de incentivos. Assim, evitar-se-ia todo o esforço de aprovação de incentivos na esfera governamental, o que se sabe, demanda alto custo de transação.

Assim, além de contemplar esta aludida heterogeneidade, a metodologia aqui utilizada destina-se a testar ações de incentivo sobre variáveis com notável impacto na viabilização do mercado brasileiro de gás natural e, por esta razão, capaz de apreender tanto variáveis técnicas (ligadas à viabilidade técnico-comercial de cada tecnologia) quanto variáveis econômicas (sinais de preço da energia e equipamentos) e institucionais (mecanismos de incentivo a determinados fatores intrínsecos ao uso do gás natural[1]). Neste sentido, pois, o estabelecimento da metodologia caminhou e sobre estes aspectos deter-nos-emos nas páginas que se seguem.

3.2 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA

3.2.1 Delimitação do escopo da análise do potencial de consumo de gás natural

Para a análise das ações de incentivo econômico ao consumo do gás natural nos usos propostos – cogeração em regime "*topping*" e geração de calor – o que se faz através da análise de viabilidade econômica do uso do gás natural nos setores selecionados nesta tese, torna-se necessário buscar uma abordagem "*bottom up*", para realizar a avaliação do objetivo proposto, que é o de estimar o potencial econômico de consumo de gás natural. Esta necessidade decorre, basicamente, da avaliação específica a que estão sujeitos os usos do gás natural aqui propostos nos setores industrial e de serviços.

Embora o potencial econômico envolva um elaborado grau de informação técnico-econômica para sua estimativa, fornece uma visão panorâmica do mercado potencial do gás natural, servindo como sinalizador de atratividade de investimentos em

[1] A venda de excedentes elétricos à rede é um exemplo de fator intrínseco à viabilização de unidades de cogeração a gás natural quando se analisam unidades de cogeração dimensionadas para priorização de cargas térmicas. Outrossim, pode ser importante caso se constitua numa estratégia adotada em unidades

equipamentos de consumo de gás natural em um determinado grupo de consumidores, cuja viabilidade técnica deve ser preliminarmente identificada através do potencial técnico[2]. Em função da análise aqui vislumbrada, restringimo-nos a avaliar os potenciais técnico e econômico de consumo de gás natural para os usos propostos – substituição interenergéticos e cogeração em regime "*topping*" - nos setores selecionados. Assume-se, pois, uma análise quantitativamente mais restritiva para o potencial de consumo de gás natural, suficiente para inferir o grau de potencialização ou restrição de algumas políticas e variáveis sem, entretanto, demandar uma quantidade de informação demasiado elaborada, como seria no caso da condução de uma estimativa de potencial de mercado. Em face destas considerações, a postura adotada é a de analisar com certa prudência os resultados aqui obtidos para o potencial econômico de consumo de gás natural, compreendendo que o valor mais provável de potencial de consumo de gás encontra-se na faixa de valores compreendida entre o valor de potencial técnico e econômico.

Ainda, duas considerações adicionais sobre a estimativa do potencial econômico de consumo de gás natural no nosso caso se fazem pertinentes, de forma a ratificar a cautela na interpretação das estimativas de potencial econômico de consumo de gás natural aqui propostos.

A primeira delas é que, em se tratando de uma análise econômica com horizonte relativamente longo (em torno de 15 anos para equipamentos de cogeração, por exemplo), assume relevância a dependência deste potencial quanto a possíveis cenários para variáveis que apresentam maior de oscilação do que as variáveis tecnológicas. Isto inclui, por exemplo, avaliar possíveis trajetórias dos preços relativos dos energéticos que concorrem entre si, de forma a compor um quadro de evolução de uma parcela bastante significativa dos custos operacionais ao longo do horizonte de análise do empreendimento. Em última instância, isto implica na desagregação da estrutura dos preços da energia, de forma a também compor cenários para variáveis que impactam o

---

dimensionadas para paridade elétrica com fator de carga reduzido, o que pode amenizar o peso da sobrecapacidade instalada no custo de capital da unidade de cogeração.

[2] A viabilidade técnica está relacionada à comparação dos resultados obtidos através da análise das características energéticas do usuário com as características técnicas das tecnologias de aproveitamento de gás natural disponíveis comercialmente. Como veremos adiante, no caso do setor hospitalar brasileiro, assumiu-se como limite inferior de porte para equipamentos de cogeração o valor de 50 kWe. Assim, a viabilidade técnica destes sistemas em hospitais depende da existência de cargas demandadas que sejam atendidas por, no mínimo, motores a gás com capacidade superior a 50 kWe. Usuários cujo dimensionamento do sistema aponte para valores inferiores a este limite apresentam inviabilidade técnica para instalação destes sistemas, não sendo computados no potencial técnico total do setor.

preço destes energéticos, tais como a depreciação cambial ou o cenário mundial de preços internacionais de petróleo, por exemplo.

A segunda questão que também pode influenciar o desenvolvimento de unidades de cogeração a gás natural refere-se à percepção do usuário quanto a possíveis tendências de crescimento da tarifa de eletricidade. Tendência de elevação de tarifas de eletricidade são, de fato, potencializadores de viabilidade de empreendimentos de cogeração, e também se relaciona com uma situação de risco para o consumidor de energia elétrica, que busca minimizá-lo.[3] De fato, esta é uma questão bastante presente nas indústrias grandes consumidoras de energia tais como a de produção de cobre e alumínio, cimento, papel e celulose, cloro e soda cáustica e ferro-ligas, entre outros, que normalmente respondem por parcela apreciável do consumo de energia elétrica no setor industrial. A redução do risco de desabastecimento representa, antes de tudo, a eliminação de gargalos de infra-estrutura à expansão do próprio negócio nestas indústrias.

Face ao exposto, para que se torne plausível a avaliação de efeitos de políticas energéticas sobre a realização do potencial de consumo de gás natural em um dado setor, torna-se necessário determinar as condições de contorno adequadas para açambarcar situações que permitam a estimativa do potencial dentro de faixas prováveis de variação dos principais parâmetros econômicos da análise, como por exemplo, a taxa de câmbio e os preços relativos dos energéticos em questão. Como veremos adiante, a resposta a esta necessidade é a utilização da análise combinatória de possíveis valores para cada uma das variáveis identificadas como relevantes nesta análise, em conceito bastante próximo ao uso de linhas narrativas pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC)[4], na elaboração de seus estudos. Esta abordagem, por sua vez, permite um amplo grau de cobertura quanto às possibilidades de arranjo entre as diversas variáveis, sendo esta característica extremamente importante para o objetivo de analisar sensibilidade de volume de demanda de gás viabilizado frente a ações específicas de incentivo.

Para a avaliação do potencial de consumo de gás natural para substituição interenergéticos e cogeração em regime "*topping*" cabe, ainda, ressaltar a necessidade

---

[3] Isto é, risco de que, sendo o custo marginal de expansão elevado, os investimentos na expansão do parque gerador ou se atrasem ou onerem sobremodo o consumidor final de eletricidade (Tolmasquim et al, 2002).

[4] *Intergovernamental Panel on Climate Change*.

de desagregação da análise em nível de usuário. Isto porque a análise agregada das demandas globais de calor, refrigeração e eletricidade de todos os empreendimentos de um setor selecionado não permite capturar a heterogeneidade de consumo de energia em cada empresa o que não se presta de forma conveniente à estimativa de potenciais de mercado (Tolmasquim et al, 2003b). De fato, os resultados de avaliação econômica condicionam-se fortemente tanto ao porte (magnitude das cargas energéticas demandadas pelo usuário) quanto ao perfil de uso de energia (tipo e qualidade da demanda de energia) do usuário avaliado. Ademais, também impactam significativamente a análise econômica, os custos econômicos envolvidos pela adoção de um ou de outro uso proposto do gás natural, quer sejam eles fixos (relacionados aos custos de investimento na infra-estrutura de uso do gás natural) ou variáveis (relacionados aos custos de operação e manutenção destes sistemas, bem como aos preços da energia).

3.2.2 Delimitação de variáveis-chave da análise

Inicialmente, faz-se necessário delimitar quais seriam as variáveis relevantes para análise da realização do potencial econômico de consumo de gás natural nos segmentos avaliados. A partir de uma análise geral de fatores que exercem influência sobre a viabilidade econômica da implantação de projetos para utilização das tecnologias de consumo de gás natural é possível, então, identificar-se que variáveis devem ser analisadas e sobre as quais podem ser imaginadas ações de incentivo que permitam, pelo menos, do ponto de vista econômico-financeiro, potencializar esta demanda.

Neste sentido, a análise destes fatores para os usos propostos – cogeração em regime '*topping*" e geração de calor – mostra haver uma relação multifuncional, na qual as variáveis influenciam e são influenciadas, em relações não lineares e não necessariamente seqüenciais (figura 3.1 e figura 3.2).

Assim, como se percebe, a viabilidade (técnica/econômica/de mercado) do uso do gás natural para geração de calor é influenciada por:

- *Demanda por agregação de valor ao produto final da indústria*: resultante de pressões competitivas relacionadas à qualidade do produto final disponibilizado ao mercado, porque a utilização do gás natural representa agregação de valor mediante a redução de perdas de produção, que ocorrem

pela utilização de outros energéticos que, além de adicionar fuligem ao produto final, também proporcionam uma queima deficiente, gerando produtos com alto índice de perdas. No primeiro caso, pode-se citar a indústria de produção de cerâmica branca para exportação, onde a utilização do gás natural proporciona maior controle da queima e isenção de fuligem no material. Pode-se citar, ainda, as indústrias de produção de alimentos, onde existe contato direto de correntes gasosas oriundas da queima de combustíveis, onde se demanda a utilização de fontes energéticas com elevado grau de pureza quanto a poluentes sólidos. No caso da redução de perdas de produção, pode-se citar o caso de empresas de produção de cerâmica vermelha para construção civil. Ainda que seja um produto de reduzido valor agregado, em pesquisa de campo realizada numa concessionária de distribuição de gás canalizado localizada na região Sudeste em Tolmasquim et al. (2002), foi citado o elevado índice de perdas no transporte do material desde a fábrica de cerâmica até os pontos de consumo final. Este índice de perdas se relacionava à utilização de combustíveis cuja queima não proporcionava adequado controle, e o material produzido continha tensões internas que durante o transporte faziam com que o tijolo fosse danificado seriamente. A utilização do gás natural neste caso, permitiria a redução deste índice de perdas, por proporcionar a formação de um material de melhor qualidade;

- *Grau de contestabilidade do mercado*: referindo-se à disponibilidade de tecnologias de consumo de gás natural em estágio de maturação comercial que possam efetivamente viabilizar demandas não pontuais de gás natural;
- *Relação de preços relativos entre os energéticos*: que define a competitividade econômica das fontes de energia e que se constitui no principal item de receita para amortização de investimentos em conversão/substituição de equipamentos para o uso do gás natural. Exemplificando, é a diferença relativa de preços entre o óleo combustível e o gás natural que permitirá o retorno de investimentos feitos na troca de queimadores originalmente empregados para o consumo de óleo para a utilização de gás natural. Por sua vez, é importante ressaltar que cada fonte energética também é impactada a montante por outras variáveis. Assim, deve-se lembrar que a regulamentação do setor energético é importante na

definição destas variáveis pois, ao indexar a variação de combustíveis fósseis ao mercado internacional de derivados, faz com que seja importante monitorar efeitos de instabilidade econômico-políticas em regiões produtoras de petróleo, de políticas cambiais e do correspondente impacto macroeconômico da taxa de câmbio;

- *Magnitude da demanda por energia*: essencialmente relacionada a questões de escala do setor energético, pode ser influenciada por variáveis que afetam tanto o efeito-conteúdo (por exemplo, programas amplos de fomento ao uso eficiente de energia e políticas sociais que afetam a demanda por bens e serviços por parte da população) quanto o efeito-estrutura (como o direcionamento do parque industrial para indústrias de maior valor agregado ou a dinâmica de crescimento deste parque orientado pelo mercado global), como também pelo próprio ritmo de crescimento econômico do país;
- *Disponibilidade de infra-estrutura de oferta*: que afeta o potencial de realização de alternativas economicamente viáveis para o uso do gás, uma vez que em determinadas situações se observa grande atratividade econômica para a substituição, por exemplo, de GLP por gás natural, mas cuja efetivação não ocorre devido à indisponibilidade de redes de distribuição de gás natural. Recentemente, duas estratégias de superação deste problema vem sendo desenvolvidas no país - através da Petrobras (Cavalcante Jr., 2002): (a) o primeiro é o conceito de “gasoduto virtual”, empregando gás natural comprimido (GNC) transportado a granel, normalmente em carretas especialmente desenvolvidas para este fim - dentro de um determinado raio econômico e volume; (b) o desenvolvimento de misturas ar-propanadas, cujas pesquisas buscam obter um gás com propriedades de transporte e queima bastante próximas ao gás natural. Estas duas estratégias se justificam pela criação e desenvolvimento antecipado da demanda de gás natural em mercados, antes que a rede de distribuição esteja disponível. Assim, são estratégias de antecipação de mercado convenientes principalmente do ponto de vista do ofertante, que reduz substancialmente os riscos de penetração num mercado ainda não formado;

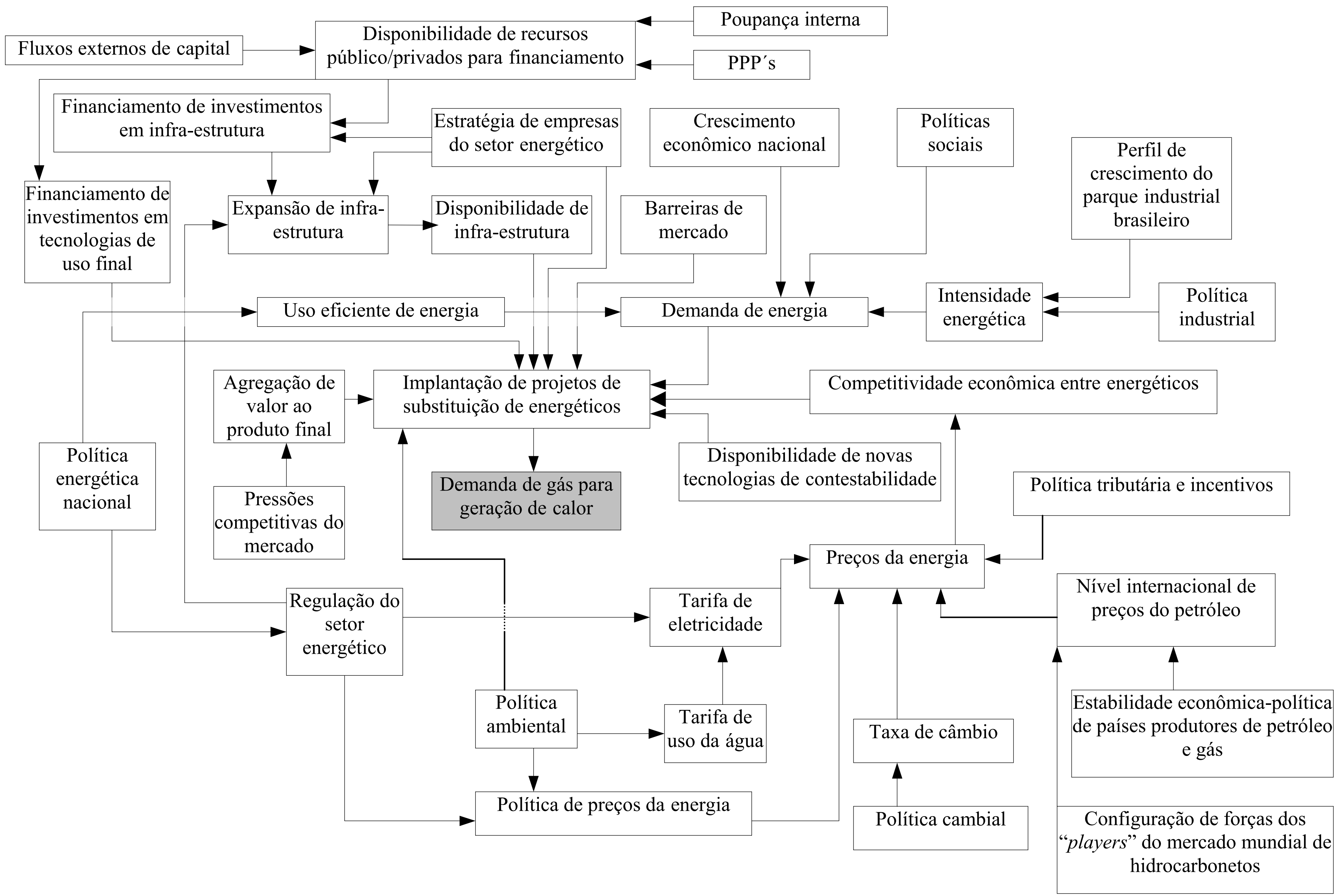


Figura 3.1: análise estrutural de condicionantes da demanda de gás natural para geração de calor (Fonte: elaboração própria).

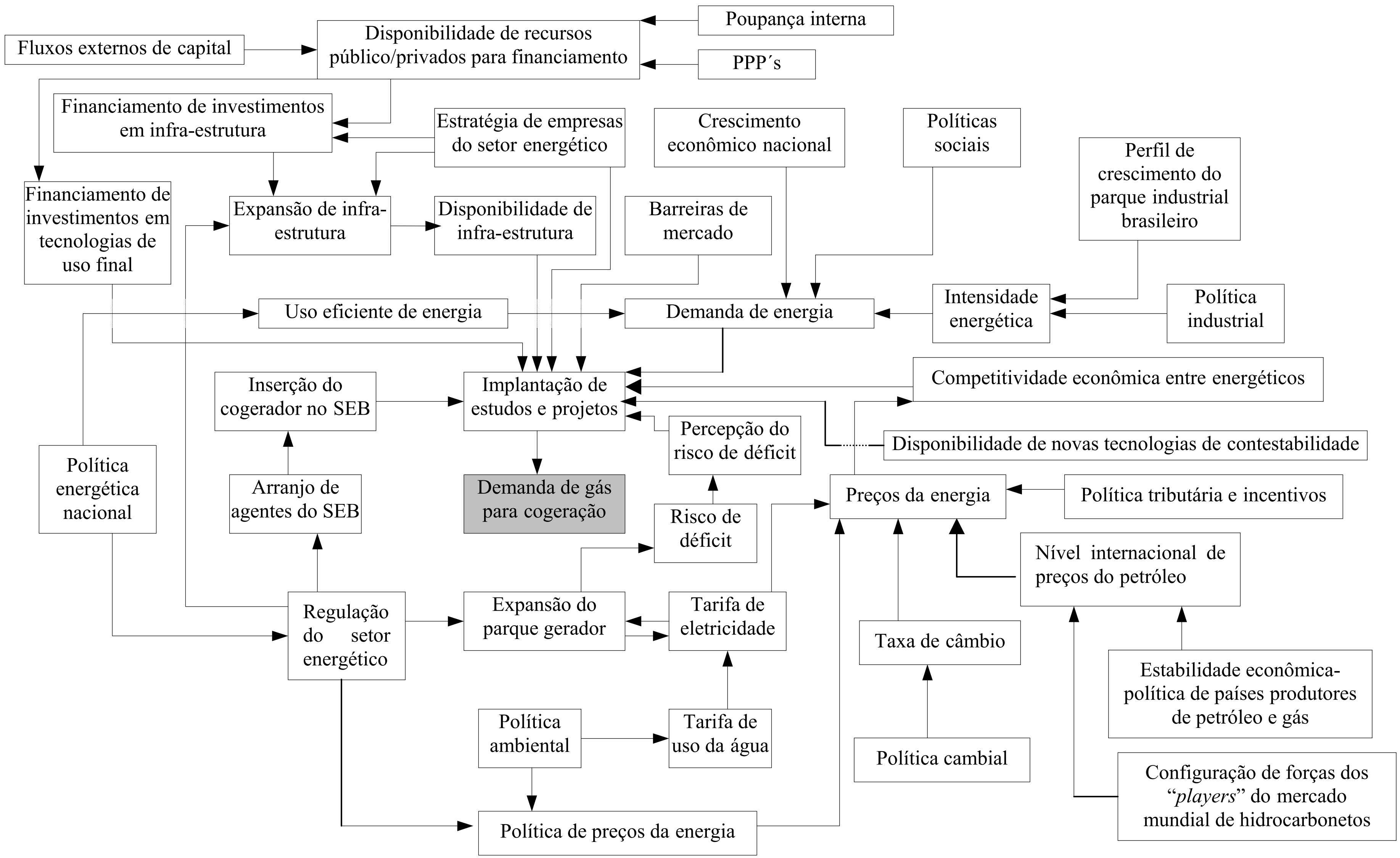


Figura 3.2: análise estrutural de condicionantes da demanda de gás natural para cogeração (Fonte: elaboração própria).

- *Regulação do setor energético*: subordinada à política energética nacional, afeta decisões de investimento tanto em tecnologias de consumo final de gás natural quanto na expansão da infra-estrutura. Também, a manutenção de um ambiente de mudanças constantes de regras do setor energético e/ou a existência de regras inadequadas ao setor podem ser percebidas como inibidoras de investimentos na expansão de infra-estrutura;
- *Estratégias das empresas do setor energético*: que se relacionam à estratégias de associação entre empresas, grau de verticalização, diversificação e também aos mercados-alvo determinados pelas mesmas, fatores que afetarão a capacidade de oferta e financiamento de alternativas de suprimento, ritmo de expansão de ativos e nível de preços relativos entre as fontes energéticas;
- *Financiamento*: que se relacionam à disponibilidade de capital para os investimentos necessários tanto na cadeia de oferta de gás natural – envolvendo instalações de produção, transporte e distribuição de gás natural – quanto no consumo final – envolvendo equipamentos de consumo como queimadores, aquecedores de passagem, sistemas de refrigeração por vapor e redes internas de distribuição de gás natural, por exemplo;
- *Políticas ambientais do setor energético*: que afetam os padrões de emissão de efluentes (sólidos/gasosos), as normas de disposição de resíduos originários da queima de combustíveis fósseis e a viabilidade de utilização de uma dada opção de oferta de energia. Um exemplo é a existência de restrições quanto ao aproveitamento de potenciais hidrelétricos, causados pela internalização do custos associados ao uso da água, o que pode rebate no valor final da tarifa de eletricidade. Outra forma de impacto seria a criação de um mercado de créditos negociáveis para abatimento de emissões de combustíveis fósseis tais como óxidos de enxofre, nitrogênio e mesmo o mercado global de créditos de carbono, que se encontra em fase de negociação e estruturação.

Na mesma linha de análise, a viabilidade técnica/econômica/de mercado do uso do gás natural para cogeração é sujeita ao um número maior de variáveis comparativamente à análise necessária para geração de calor. Isto é perfeitamente compreensível na medida em se constitui numa alternativa de uso do gás situada na interface de dois mercados energéticos, o setor elétrico e a indústria de gás natural. Assim, torna-se necessário debruçar-se em cima das variáveis que exercem impacto na viabilização da demanda de gás natural para cogeração:

- *Qualidade de suprimento energético demandada pelo usuário final*: relaciona-se ao grau de essencialidade do insumo “energia” para o usuário final. Neste sentido, emerge a

percepção do risco de déficit deste usuário bem como os custos econômicos enão econômicos associados a um eventual desabastecimento de energia, seja ela térmica ou elétrica. Assim, a paralisação de atividades em uma indústria pode representar, além de “lucros cessantes” devido à parada da produção, com também prejuízos decorrentes de avarias sofridas em equipamentos e tubulações por causa de incrustações e solidificação de correntes de processo no interior dos mesmos. No setor de serviços, e especialmente nos dois segmentos aqui avaliados – hotéis e hospitais – a qualidade de prestação de serviços é uma força motriz importante. Neste sentido, exemplifica-se que em hospitais a energia é essencial para procedimentos médico-cirúrgicos, condicionamento ambiental, manutenção de aparelhos médico-hospitalares bem como de todas as atividades periféricas em torno da atividade-fim de um hospital.[5]. No caso de outros segmentos como hotéis, a qualidade de abastecimento se associa à prestação de serviços aos seus hóspedes – condicionamento ambiental, iluminação, aquecimento de água – de maneira adequada, o que permite agregar valor à atividade. Esta percepção é tanto maior quanto maior o padrão de serviços oferecidos pelo estabelecimento. Citando ainda outro segmento importante do setor comercial, os “*shopping centers*”, a energia, além de representar peso importante nos custos condominiais (Tolmasquim et al, 2003b), é associada basicamente a dois conceitos: conforto ambiental e segurança. O conforto ambiental embute aspectos relacionados ao conforto térmico e visual, este último também de grande interesse de lojistas, na medida em que valoriza a apresentação de seus produtos. Numa região de interseção entre conforto visual e segurança, a iluminação desempenha papel importante na medida em que o aumento das taxas de violência em grandes e médios centros urbanos tem tornado os “*shopping centers*” uma opção segura de realização de compras, além de contar com comodidades como disponibilidade de estacionamento, o próprio conforto ambiental e determinado grau de concentração de espaços comerciais com certas características. É importante ressaltar que esta percepção de risco de déficit desempenha um importante papel como motivador de investimentos em unidades de cogeração, uma vez que a perspectiva de estrangulamento de oferta de eletricidade ou mesmo de volatilidade elevada de preços da energia induz a que o usuário final busque alternativas de redução de sua vulnerabilidade ao risco de desabastecimento. Neste sentido, é importante frisar a importância do

[5] Essas atividades são compostas por atividades que dão suporte ao funcionamento da atividade principal do hospital. Assim, incluem serviços de lavanderia, cozinha e banho, por exemplo.

ambiente regulatório do setor elétrico e gasífero e o seu impacto sobre decisões de investimento tanto em tecnologias de uso final quanto em infra-estrutura de oferta de energia no país;

- *Grau de contestabilidade do mercado*: agindo no mesmo sentido que aquele apresentado na análise estrutural realizada para a geração de calor. Cabe citar que, no caso da cogeração, este grau de contestabilidade é proporcionado pelas tecnologias baseadas na queima de gás natural, entre quais os motores e turbinas a gás desempenham o papel principal por se constituírem em tecnologias maduras do ponto de vista comercial e tecnológico sendo, porém, objeto de contínuo aperfeiçoamento técnico. No caso da cogeração a gás natural, esta contestabilidade relaciona-se, outrossim, à revitalização da geração descentralizada de energia, uma vez que os contínuos ganhos de eficiência permitiram reduzir os custos de investimentos em sistemas de menor porte para geração de eletricidade, tornando-os, por isto, competitivos com a geração centralizada de grande porte;[6]
- *Relação de preços relativos entre os energéticos*: além dos preços relativos entre as fontes de geração térmica, as tarifas de eletricidade – em suas componentes tais como consumo, demanda, venda de excedentes e energia de reserva – desempenham importante papel no balanço econômico de investimentos em unidades de cogeração. Esta relação de preços per se pode ser um indicador preliminar de viabilidade econômica de sistemas de refrigeração por absorção, por exemplo (Poole, 2000). De forma semelhante ao já comentado neste item da análise estrutural no uso do gás natural para geração de calor, deve-se estar atento a aspectos tais como o impacto da regulamentação do setor energético e as correspondentes práticas de precificação dos energéticos, para monitorar adequadamente as variáveis a montante que impactam esta precificação;
- *Magnitude da demanda por energia*: colocada no mesmo sentido do abordado no item da análise estrutural realizada para alternativa do uso do gás natural para geração de calor, relaciona-se principalmente aos possíveis ganhos de escala em sistemas de

---

[6] Esta afirmação é tanto mais verdadeira quanto maior o perfil térmico de um sistema elétrico. Entretanto, esta afirmação não é necessariamente verdadeira quando o perfil do parque gerador se torna mais hídrico, como é o caso do Brasil. Por sua vez, somente a informação acerca do perfil físico das instalações não revela, a priori, o grau de competividade econômica da geração descentralizada, uma vez que Souccar &Turpin (2004) mostram que, mesmo a um sistema predominantemente hidrelétrico, podem estar associados maior volatilidade e preços de eletricidade, como é o caso dos países da Escandinávia. Neste caso, o ambiente pode ser um indutor à adoção de sistemas de cogeração seja pela redução de custos, seja pela redução da vulnerabilidade do consumidor à volatilidade de tarifas presentes num mercado, proporcionada pela escolha do arcabouço regulatório. Neste sentido, frisa-se, mais uma vez que as premissas adotadas quando da instituição de um marco regulatório desempenham papel fundamental para a potencialização de um mercado energético.

cogeração, uma vez que define o porte do sistema para o atendimento de demandas futuras de energia de um potencial investidor. Assim, dado um cenário de crescimento econômico, o porte do sistema a ser adotado deve ser projetado para atender – pelo menos modularmente – às demandas futuras de energia para o usuário e isto permite que o investimento caia em regiões de menor custo específico de investimento (US$/kW) e por esta razão, menor custo de geração de eletricidade;

- *Disponibilidade de infra-estrutura de oferta*: colocada no mesmo sentido do abordado no item da análise estrutural realizada para alternativa do uso do gás natural para geração de calor;
- *Regulação do setor energético*: como já colocado anteriormente, impacta as decisões de investimento tanto em tecnologias de consumo final de gás natural quanto na expansão da infra-estrutura, no sentido tanto de estar relacionado ao provimento de um ambiente que estimula ou desestimula investimentos quanto ao fato de definir a viabilidade econômica de alternativas de uso do gás, especialmente aquelas capital-intensivas, como é o caso de unidades de cogeração. De fato, em muitos casos, a inexistência de um ambiente favorável à venda de excedentes elétricos faz com que estes projetos sejam inviáveis economicamente ou mesmo resultem na instalação de projetos de geração ineficientes;
- *Estratégias das empresas do setor energético*: além dos aspectos abordados no item referente à análise estrutural realizada para o uso do gás natural para geração de calor, também deve-se adicionar a importância de atores como empresas de serviço de engenharia[7] (ESE´s), que efetivamente permitem descentralizar a busca e identificação de oportunidades de investimentos em unidades de cogeração e podem trabalhar em parceira com grandes empresas do setor energético responsáveis pela oferta de gás natural, especialmente distribuidoras de gás canalizado. Especialmente no caso da cogeração, deve-se registrar que o aproveitamento de determinados potenciais é amplamente influenciado pela estratégia adotada pela concessionária de eletricidade, qur ela adote uma postura defensiva ou ofensiva[8] (Szklo & Tolmasquim, 2003);

---

[7] Conhecidas também pela sigla ESCO´s, do inglês, *Energy Service Companies*.

[8] De fato, cita-se o comportamento da AES Eletropaulo. Em 2003, o *shopping* Tamboré, situado em Barueri/SP, face ao aumento do consumo de energia devido à expansão de atividades, estava com negócio praticamente fechado para instalação de um projeto de cogeração, mas a AES Eletropaulo fez a proposta de compartilhamento de cabina primária, o que gerou folga relativamente confortável na demanda de eletricidade, além de evitar investimentos em torno de R$ 300 mil para implantação de uma nova cabina primária, desnecessária ante a proposta da AES Eletropaulo (Brasil Energia, 2003j). Assim, o projeto de cogeraçaõ não foi implantado.

- *Financiamento*: colocado no mesmo sentido do abordado no item da análise estrutural realizada para alternativa do uso do gás natural para geração de calor. Dado o caráter mais intensivo em capital demandado para investimento em unidades de cogeração, é mister ressaltar que a disponibilidade de capital para financiamento adquire grande importância sendo, por isto, o investimento em unidades de cogeração ainda mais sensível a eventos que impactem esta variável;
- *Políticas ambientais do setor energético*: a internalização de aspectos sócio-ambientais à tarifa de eletricidade contribui para a elevação de seu nível e este movimento aumenta a viabilidade econômica de investimentos em unidades de cogeração. Ademais, dados os menores fatores de emissão de poluentes devido ao uso do gás natural comparativamente a outras fontes de geração térmica de calor e eletricidade no setor industrial – sendo o óleo combustível 1A o principal deles – o investimento em unidades de cogeração pode representar uma adequada alternativa de abatimento de emissões, especialmente com o estabelecimento de mercados de certificados negociáveis em nosso país. Ressalte-se que, apesar do relativo sucesso de países como a Dinamarca, onde um dos principais motes para o desenvolvimento da cogeração foi a política ambiental (Hammar, 1999), deve-se relativizar a análise deste tipo de política para o caso brasileiro, substancialmente diferenciado com relação à Dinamarca.

Como resultado desta análise estrutural, duas grandes vertentes de análise derivam como necessárias e relevantes: (1) uma centrada sobre custos variáveis, onde se pode avaliar o impacto de preços de energia sobre estes investimentos; (2) outra centrada em cima de custos fixos, onde o investimento em equipamentos e os fatores associados a este aspecto devem ser cuidadosamente examinados.

3.2.3 Tratamento de bases de dados setoriais

Um aspecto assaz relevante em uma análise de potencial econômico do consumo de gás natural nos usos propostos – uma das etapas necessárias para análise de ações de incentivo –advém do grande número de empresas/estabelecimentos presentes em cada um dos segmentos avaliados, tornando-se necessário encontrar uma solução de compromisso que permita atender, simultaneamente, à proposição de estimativa deste potencial e contemplar a heterogeneidade dos diversos usuários a serem avaliados.

Esta tarefa é menos árdua no caso da indústria química, por se tratar de um setor mais estruturado e organizado, onde o estabelecimento de perfis de consumo pode ser determinado a

partir de condicionantes tecnológicos, sendo a divisão de usuários determinada, essencialmente, pelo tipo de derivado químico produzido e pelo processo de produção empregado. Mesmo assim, para este tipo de análise exige-se a existência de informações estruturadas acerca das empresas que compõe a indústria química brasileira considerando-se dados de produção física, capacidade instalada, nível de ociosidade médio, planos de expansão previstos para o setor, dados sobre a matriz energética das empresas, bem como a caracterização do seu estágio tecnológico.

No caso dos setores hospitalar e hoteleiro, por se tratar de uma base bastante numerosa – cerca de 8.000 estabelecimentos hospitalares no Brasil e 1.376 hotéis na região Sudeste – e heterogênea - tanto no que se refere à complexidade dos serviços oferecidos, quanto no que se refere ao perfil de demanda de energia -, não há, à primeira vista, uma classificação evidente dos estabelecimentos. A solução de compromisso passa pelo estabelecimento de tipologias de estabelecimentos pertencentes ao setor comercial abarcando tanto indicadores físicos quanto indicadores relacionados ao consumo energético nestes estabelecimentos, como é exposto no capítulo que trata da caracterização dos usuários avaliados.

A operacionalização da solução de compromisso – isto é, o estabelecimento de padrões relativamente homogêneos de consumo de energia que permitam estabelecer distinções de grupos (tipologias), tanto para os usuários do setor comercial quanto do setor industrial, passa, primeiramente, pelo levantamento e análise das bases de dados disponíveis nos setores de interesse, relacionadas a seus indicadores físicos e também aos seus padrões de uso de energia. Quando a base de dados energéticos é menos abrangente do que a base de dados físicos para um dado setor – situação freqüentemente observada – uma possível solução é selecionar diagnósticos energéticos de estabelecimentos que compõem um dado setor, buscando-se identificar as tipologias de consumo de energia e relacionar indicadores físicos com estas tipologias, de forma a obter a distribuição dos estabelecimentos de acordo com as tipologias estabelecidas. Este procedimento permite, de certa forma, estabelecer padrões de uso de energia por empreendimento em um dado setor e, por conseguinte, estabelecer a distribuição quantitativa e qualitativa das suas cargas (térmicas e elétricas), fato que é sobremaneira importante para fins de estimativa de mercados potenciais de consumo de gás natural. O procedimento metodológico adotado nesta etapa, como um todo, é representado na figura 3.3. A etapa seguinte à elaboração destes indicadores, conjugada ao cruzamento de dados de tecnologias aplicáveis, corresponde à estimativa do potencial técnico e sobre este aspecto nos deteremos a seguir.

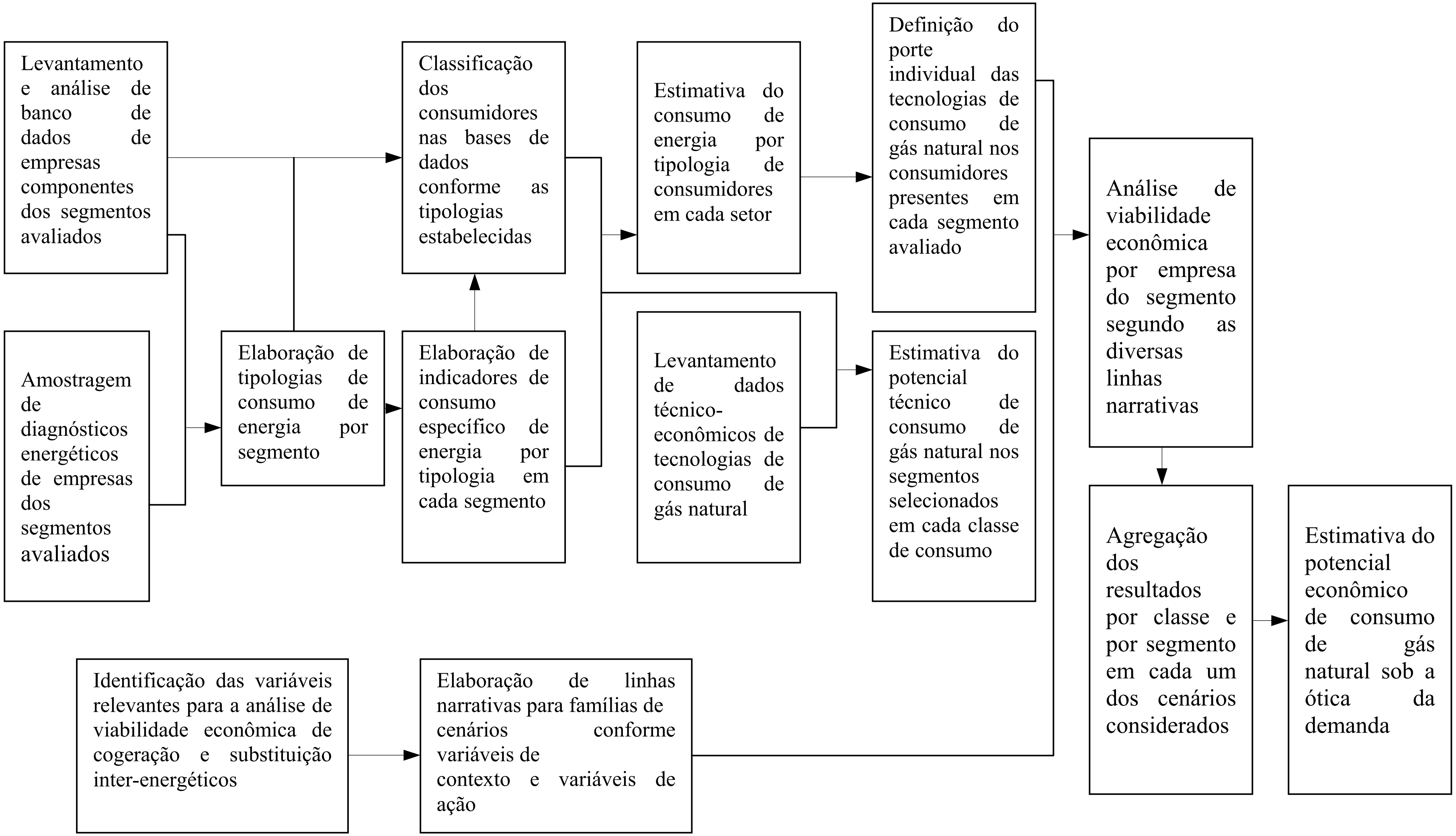


Figura 3.3: Metodologia de estimativa do potencial técnico e econômico de consumo de gás natural em setores selecionados.

3.2.4 Seleção de tecnologias de consumo de gás natural nos usos propostos

De igual importância na análise do mercado de gás natural é o conhecimento das tecnologias de utilização de gás natural. Nos usos aqui avaliados (cogeração em regime "*topping*" e substituição térmica) destacam-se equipamentos tais como: sistemas de geração de vapor, os aquecedores de passagem e os queimadores a gás, bem como os sistemas de geração combinada de energia (com capacidade de geração de eletricidade, calor e "frio"), que incluem as máquinas térmicas, caldeiras de recuperação de calor e sistemas de refrigeração por absorção de vapor.

Uma consideração preliminar relevante na avaliação técnico-econômica de tecnologias de consumo de gás natural, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, diz respeito ao seu fator de utilização ao longo do tempo, especialmente quando se trata de investimentos de maior porte em equipamentos a gás natural. De maneira geral, valores maiores destes fatores sinalizam melhor viabilidade econômica de projetos de substituição interenergéticos, apontando sobre quais tipos de serviços energéticos deve-se concentrar este tipo de projeto – naqueles serviços com demanda energética contínua e regular. Assim, quanto maiores e mais contínuas forem as cargas (térmicas e elétricas) demandadas pelo usuário, maior é a probabilidade de viabilização de um dado projeto de utilização de gás natural, pois a este padrão de comportamento está associado menor instalação de sobrecapacidade nas instalações[9], o que configura a incidência de custos fixos desnecessários, através do investimento ou pagamento sobredimensionado de parcelas de amortização de investimento. De certa forma, este aspecto relaciona-se ao perfil de atividade de cada empresa. Assim, atividades empresariais que apresentem sazonalidade de demanda, a princípio, mostram-se pouco atrativas para a avaliação de projetos de utilização de gás natural de médio/grande porte.

Na seleção do equipamento para atendimento do serviço energético demandado pelo usuário, importa também considerar adequação da tecnologia ao atendimento destes fluxos energéticos. Este aspecto refere-se a aspectos tecnológicos intrínsecos a cada tecnologia e a cada fabricante. Assim, é importante conhecer-se características do equipamento, tais como a

---

[9] Esta sobrecapacidade é, na verdade, um recurso não utilizado ou mesmo subutilizado que introduz, por conseguinte, sobrecustos ao empreendedor.

razão potência/calor do equipamento[10], vazão mássica e temperatura dos gases de exaustão, disponibilidade comercial de potência, grau de modularidade da tecnologia, influência dos parâmetros ambientais e operacionais sobre o desempenho do equipamento e o grau de adequação ao perfil de uso de energia do usuário. Os dados técnico-econômicos das tecnologias de consumo de gás natural aqui avaliadas correspondem àquelas expostas em referências anteriores tais como Tolmasquim et al (2003a), Szklo (2001) e Tolmasquim et al (1999). Ao leitor interessado em maiores detalhes acerca destas tecnologias, recomenda-se se remeter a estas referências.

Como comentário importante, à luz da experiência internacional, considera-se que, para a cocção, salvo nos casos de exceção em que o aporte de calor é indireto, na forma do vapor produzido por um sistema de geração centralizado, a substituição de GLP ou de gás canalizado (manufaturado) por gás natural é praticamente "imediata" ou direta desde que a rede de distribuição de gás canalizado esteja disponível ao usuário (Educogen, 2001). Assim, para a queima direta de gás para geração de calor de uso na cocção, as estimativas do potencial técnico e de potencial econômico praticamente eqüivalem-se. Não é razoável supor neste caso o atendimento da demanda de aquecimento direto da cocção por um sistema de cogeração, devendo este sistema dirigir-se para outras demandas térmicas do usuário – por exemplo, a demanda de vapor de lavanderias, a geração de água quente e a demanda de calor de um sistema de condicionamento por absorção, caso típico do setor de serviços (Tolmasquim et al, 2002).

Além de características tecnológicas de cada sistema, cabe adicionar que a seleção do equipamento dependerá também de outros dois aspectos.

O primeiro deles relaciona-se ao perfil de demanda de energia do usuário em questão. Importa caracterizar a razão potência-calor demandada pelo consumidor potencial de gás natural. Este parâmetro, designado pela letra grega α (Nogueira & Alckmin, 1996), fornece a indicação do tipo de carga que predomina no usuário, i.e., se o usuário exibe um perfil termo-intensivo ou eletro-intensivo. Dada a inexistência de um mercado cativo para o gás natural, este tipo de informação aponta, grosso modo, qual o energético com que ele poderá competir – seja a eletricidade adquirida à rede, para condicionamento ambiental ou força-motriz, sejam derivados de petróleo para geração de calor (direto ou indireto). Trata-se, também, de

[10] Usualmente designada pela letra grega β, refere-se à razão entre a oferta de potência elétrica do equipamento e a potência térmica disponibilizada através da recuperação do conteúdo térmico dos gases de exaustão do grupo gerador (Nogueira & Santos, 1996).

informação relevante para a análise de adequação tecnológica dos equipamentos a gás natural, uma vez que as especificidades destes equipamentos acabam por direcioná-los para determinados perfis de demanda energética (Tolmasquim et al, 2003a).

O segundo aspecto importante na definição do sistema tecnológico para fins de cogeração relaciona-se ao posicionamento do usuário quanto ao mercado de energia. De fato, da definição desta postura dependerá a existência ou não de excedentes energéticos (térmicos ou elétricos) e a própria filosofia de dimensionamento a ser adotada para a central de cogeração[11]. Exemplificando, um dado usuário industrial com reduzida razão potência-calor demandada (α), cujo sistema de cogeração seja dimensionado pelo critério de paridade térmica, poderá optar entre uma tecnologia com maior razão potência-calor ofertada (β) em função da perspectiva de venda ou não de excedentes elétricos à rede de distribuição da concessionária, i.e., em função da sua própria definição de agente no mercado elétrico brasileiro[12] Neste ponto se faz importante destacar a influência do contexto regulatório, em primeira análise, sobre a estrutura do mercado quanto à presença de determinados agentes e, num segundo momento, sobre a definição do próprio perfil tecnológico dos sistemas de cogeração instalados no país. Neste sentido, é ilustrativa a experiência do setor sucro-alcooleiro brasileiro, onde o pouco estímulo à venda de excedentes elétricos incentivou o projeto de unidades de cogeração normalmente dimensionadas apenas para auto-abastecimento, implicando, na maioria das vezes, na instalação de sistemas pouco eficientes (Neto, 2001). De fato, registra-se no setor sucro-alcooleiro, substancial potencial remanescente de cogeração decorrente do uso de sistemas de geração mais eficientes, como se pode constatar no estudo de Tolmasquim & Neto (2002). Portanto, o componente regulatório exerce marcada influência na seleção da tecnologia de cogeração a ser adotada em cada situação.

---

[11] De acordo com Balestieri (1994), três são as possíveis filosofias de dimensionamento para uma central de cogeração: (1) paridade térmica, onde o dimensionamento do sistema prioriza o atendimento das demandas térmicas do usuário; (2) paridade elétrica, onde o atendimento das cargas elétricas é priorizado; (3) despacho econômico, onde a operação da unidade de cogeração é modulada conforme a oscilação dos preços de energia no mercado.

[12] O decreto n^0 2.003 de 10 de setembro de 1996, no seu artigo 2^0, estabelece a figura do autoprodutor e do produtor independente (PIE), sendo a produção de energia do primeiro destinada para autoconsumo, enquanto que PIE's produzem, por sua conta e risco, energia para comercialização, no todo ou em parte.

3.2.5 Estimativa do potencial técnico de consumo de gás natural

Estabelecido o perfil quantitativo das cargas demandadas, procede-se à estimativa do potencial técnico de consumo de gás natural para os usos propostos e nos setores selecionados, através da associação da estimativa do consumo de energia dos usuários que compõe os setores selecionados, às tecnologias de consumo de gás natural mais apropriadas em cada situação. Neste ponto da metodologia reside a primeira avaliação de viabilidade do uso do gás natural, correspondente à análise de viabilidade técnica dos sistemas. Assim, para que seja verificada viabilidade técnica de uma dada tecnologia consumidora de gás natural, o porte das demandas energéticas do usuário deve corresponder, no mínimo, às especificações mínimas disponíveis comercialmente para estas tecnologias. Exemplificando esta avaliação, assumiu-se o valor de 50 kWe como porte mínimo para os sistemas de cogeração de pequeno porte e assim, usuários cuja demanda elétrica seja menor do que este valor são considerados inviáveis do ponto de vista técnico/comercial. Trata-se de uma hipótese bastante conservadora que privilegia a minimização do sobrecusto de capital que o usuário de pequeno porte incorreria caso optasse por instalar um sistema com capacidade maior do que as suas necessidades. Assim, seria possível que um usuário com demanda elétrica, por exemplo, de 30 kWe, optasse por instalar um sistema de cogeração de pequeno porte de 50 kWe (incidindo, portanto em sobrecusto de capital correspondente a 20 kWe), mas compensando este sobrecusto com a receita de venda de excedentes de eletricidade, através do arranjo contratual adequado. Entretanto, esta possibilidade não é aqui considerada.

A estimativa de potencial técnico setorial é, então, realizada através da agregação dos resultados tecnicamente viáveis obtidos por usuário de um dado setor. Como informação relevante, todas as estimativas aqui apresentadas referem-se ao mercado de gás natural potencialmente existente, representando o acréscimo potencial de consumo de gás para os usos propostos, em relação ao mercado atualmente existente.

Como aspecto relevante, cabe destacar a existência de certas distinções setoriais importantes, tanto no que se refere ao estágio atual de consumo de gás natural quanto nas características qualitativas das demandas de energia. Como veremos, o tratamento destas características concentra-se em analisar, basicamente, duas classes de consumidores: uma englobando um importante segmento do setor industrial brasileiro (indústria química) e outra, o setor comercial brasileiro (segmento de hotéis e hospitais), cujo perfil distinto de uso de energia implica em estratégias diferenciadas de atendimento de demandas energéticas e

seleção de tecnologia mais apropriada aos fluxos energéticos demandados por cada usuário, entre outras distinções.

3.2.5.1 Perfil de demanda de energia e estratégias de atendimento a fluxos energéticos

Os consumidores do setor industrial demandam, via de regra, calor de alto conteúdo entálpico podendo-se diferenciar, razoavelmente, os processos conforme demandem níveis moderados de temperatura (entre 100 e 300 ^oC), níveis elevados de temperatura (entre 300 e 700 ^oC) e níveis muito elevados de temperatura (acima de 700 ^oC), conforme Schaeffer (1992). As plantas químicas, em geral, demandam calor na faixa entre 100 e 700^oC (Educogen, 2001; ORNL, 2001), o que as torna potenciais candidatas a (Tolmasquim et al, 2003a):

1. Substituição interenergéticos para geração de calor industrial (direto ou indireto). A substituição de fontes energéticas por gás natural para geração de calor de processo não implica necessariamente a substituição da caldeira existente, sendo na maioria das vezes, suficiente a substituição do queimador;
2. Cogeração em regime "*topping*" ocorrendo a substituição tanto de parcela da eletricidade originalmente adquirida à rede elétrica, quanto do combustível empregado para geração de calor antes da instalação do sistema de cogeração.

Consumidores do setor comercial, por sua vez, em geral exibem demandas térmicas variáveis e intermitentes ao longo do ano, demandando calor de baixa qualidade para o atendimento destas demandas, normalmente água quente a temperaturas entre 60 e 80 ^oC. Neste caso, potencialmente vislumbram-se os seguintes usos do gás natural:

1. Substituição interenergéticos para queima direta em cocção: a demanda de calor para cocção apresenta grande intermitência[13] representando, por exemplo, entre 10 e 20% dos requerimentos energéticos de um hospital brasileiro (Tolmasquim et al, 2002);
2. Geração de eletricidade e de "frio": considerando-se os principais serviços energéticos demandados por um empreendimento de grande porte do setor comercial brasileiro, os seguintes fatores podem sugerir a instalação de sistema de cogeração baseado no uso de motor a gás: (1) consumo de energia elétrica para

[13] Registra-se que a cozinha de um hospital de grande porte demanda vapor ou água quente para cocção de alimentos em geral para almoço e desjejum, com operação normal iniciando-se às 6:00 e se estendendo até 14:00 h (Neto, 2000).

diversos fins cativos, tais como iluminação, motores em sistemas de bombeamento, ventilação e deslocamento vertical; (2) demanda relativamente contínua por condicionamento ambiental nas áreas comuns dos prédios comerciais (demanda entre 12 e 24 h/dia); (3) significativo consumo de água quente para os usos "esterilização" e "higienização". Neste último, utilizam-se normalmente "*boilers*" e chuveiros elétricos (em maior escala), mesmo em empreendimentos de maior porte.[14] Como já asseverado, a demanda térmica da cocção pode ser associada ao sistema de cogeração de um empreendimento de grande porte brasileiro, mas não deve ser determinante para sua potência, pois é uma demanda curta ou intermitente (Neto, 2000), o que, *per se*, sugere o dimensionamento de um sistema de cogeração que priorize as demandas elétricas do hospital. De fato, nota-se serem os hospitais bastante sensíveis ao abastecimento de eletricidade no seu empreendimento, em grande parte, por serem as cargas elétricas demandadas as mais críticas neste tipo de estabelecimento. Este aspecto reforça ainda mais a filosofia de dimensionamento segundo a paridade elétrica em hospitais. No mesmo sentido, a demanda por fornecimento de energia com atributos específicos de qualidade[15] advém de pressões oriundas da percepção do mercado consumidor de serviços de hospedagem/hoteleiros (Tolmasquim et al, 2003a).

Estes diferentes perfis quantitativos e qualitativos de consumo energético afetam, portanto, a estratégia de dimensionamento dos equipamentos a gás natural, no caso da cogeração em regime "*topping*". Para os empreendimentos do setor industrial, a estratégia mais comum utiliza a priorização do atendimento das cargas térmicas, pois estes empreendimentos são, em sua maioria, eminentemente térmicos (Hicks, 1986). Os empreendimentos do setor comercial, por sua vez, suscitam análises mais diversificadas. Como estes empreendimentos são eminentemente elétricos, o dimensionamento das tecnologias de consumo de gás revela estratégias não usuais, como, por exemplo, a paridade elétrica para a carga elétrica de base. Neste caso, um motor a gás é dimensionado para atender a demanda elétrica de um empreendimento, exclusive a sua demanda por condicionamento

---

[14] Mais de 5% do consumo elétrico se destina ao aquecimento de água para banho em hospitais de grande porte (Tolmasquim et al, 2002).

[15] Isso embute a ininterruptibilidade do fornecimento e o fornecimento nos níveis adequados ao serviço energético atendido. Neste último caso, pode relacionar-se ao nível de temperatura de conforto térmico, seja para geração de frio ou aquecimento de água para banho, por exemplo, ou pode relacionar-se ao nível adequado de iluminação para uma sala de leitura.

que é atendida por um sistema de absorção. Uma melhor visualização destes procedimentos é apresentada na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Procedimentos básicos de atendimento das demandas energéticas a partir do consumo de gás natural (estratégia de dimensionamento) conforme o setor de estudo.

Aplicação	Setor industrial (indústria química)	Setor comercial (hotéis e hospitais)
Substituição Interenergéticos	• Troca de queimadores de caldeiras/fornos nas plantas químicas.	• Troca de queimadores de caldeiras em hospitais/hotéis que possuem sistema centralizado de geração de vapor. • Troca de queimadores, na cocção, para substituição de GLP por gás natural.
Cogeração	• Dimensionamento para atendimento da paridade térmica. • Geração de eletricidade e calor. • Embora em alguns casos seja possível a adoção da trigeração, considera-se aqui apenas o par turbo-gerador e o equipamento de recuperação de calor. • Equipamentos de referência: turbinas e motores a gás de diferentes especificidades conforme as demandas energéticas do segmento químico considerado. (1). Considera-se a queima suplementar de combustível na caldeira de recuperação, nos segmentos em que é necessário um aporte de calor de maior qualidade. Neste caso, a turbina a gás é mais indicada e a queima suplementar é realizada a um rendimento médio de 95%.	• Dimensionamento para atender a carga elétrica de base e/ou semibase (mais de 4500 horas anuais). A carga elétrica relativa ao condicionamento ambiental não é considerada neste dimensionamento. • Trigeração. • A unidade de cogeração está acoplada a um sistema de refrigeração por absorção para atendimento da carga de condicionamento ambiental. • Equipamentos de referência: (**1**) motor a gás de médio/pequeno porte (abaixo de 5.000 kWe), com eficiência operacional média de 37% (2); (**2**) refrigerador por absorção de 1 estágio; (**3**) refrigerador por absorção de 2 estágios (3). • Critério: porte mínimo do motor de 50 kWe.

Notas: 1- A turbina a gás é mais aplicável ao setor industrial, pois gera calor de maior qualidade e, neste setor, 2- Motores a gás apresentam alto rendimento elétrico e reduzida perda de eficiência em operações em carga parcial, além de gerarem calor de qualidade adequada para ciclos de refrigeração por absorção. O motor utilizado para as estimativas de potencial apresenta eficiência nominal de 40% e recupera calor na forma vapor saturado a 7 MPa (ou 165°C), razão potência-calor igual a 0,90 ou gerando 1,76 kg/h de vapor por kWe; 3- Os coeficientes de performance médios dos sistemas (COP) são iguais a 0,74 e 1,20, respectivamente para a unidade em 1 estágio e a unidade em duplo estágio. A condição do vapor/água demandada pelo regenerador do ciclo corresponde a 100°C e 130°C, respectivamente para a unidade em 1 estágio e a unidade em duplo estágio. Isto fornece um consumo específico de vapor de 6,39 kg/h/TR e 3,88 kg/h/TR, respectivamente para a unidade em 1 estágio e a unidade em duplo estágio.

3.2.6 Estimativa do potencial econômico de consumo de gás natural

Feitas estas considerações acerca da estimativa do potencial técnico de consumo de gás natural nos usos propostos, a seqüência da metodologia corresponde à estimativa do potencial econômico destes usos. O procedimento de análise de viabilidade econômica do mercado de gás natural corresponde ao aplicado em Szklo et al. (2000), Costa e Balestieri (2001), Khrushch et al. (1999) e CHPClub (2000), que seguem basicamente os procedimentos aplicáveis à avaliação econômica tradicional de projetos.

Entre as variáveis econômicas que devem constituir o cenário para estimativa do potencial econômico de projetos de substituição interenergéticos, estão:

- A vida econômica ou o tempo empregado para a avaliação econômica dos investimentos (extensão do fluxo de caixa): Educogen (2001) recomenda os valores de 10 e 15 anos, respectivamente, para os setores comercial e industrial. Estes valores se coadunam com a análise de Kranz & Worrell (2001);
- A taxa de desconto a ser empregada no fluxo de caixa: esta taxa ou é obtida para a situação em que o valor presente líquido do projeto se anula (sendo a taxa interna de retorno do projeto), ou é pré-estabelecida de forma a anualizar ou levar para o valor presente diferentes parcelas do fluxo de caixa, conforme o método de comparação de investimentos selecionado;
- A taxa de juros a ser adotada no financiamento e o tempo de amortização deste financiamento;
- O subsídio direto a ser concedido sobre o custo inicial do projeto de substituição interenergéticos. Este subsídio, embora represente uma externalidade negativa para economia como um todo, é percebido pelo investidor privado como uma economia de custos;[16]
- O percentual de imposto de renda a ser aplicado sobre o lucro tributável do fluxo de caixa. A extensão de tempo considerada para a depreciação dos ativos fixos do investimento inicial. O valor residual destes ativos fixos, ao cabo do período de depreciação estabelecido;
- As tarifas de eletricidade: tanto a tarifa da eletricidade adquirida à rede (incluindo, neste caso, as diferentes parcelas desta tarifa, referentes à sazonalidade e/ou à

[16] Raciocínio análogo é realizado por Kranz e Worrell (2001) para um subsídio indireto ao investimento, proveniente da redução de arrecadação devida à depreciação acelerada dos ativos fixos da cogeração a gás natural.

variabilidade diária do consumo e da demanda de eletricidade), quanto o preço que pode ser obtido através da venda de excedentes elétricos cogerados;

- A fração de eletricidade cogerada por uma máquina térmica a gás natural vendida para a rede elétrica, como excedente cogerado. O cogerador a gás natural, neste sentido, pode ser, conforme a legislação brasileira, um autoprodutor ou um produtor independente;
- Os preços finais dos energéticos envolvidos no processo de substituição da geração de calor: óleo combustível, GLP, lenha e gás natural, principalmente, considerando-se também as diferentes modalidades deste consumo e as tarifas a elas relacionadas e a tributação incidente;
- Os custos iniciais e de operação e manutenção do possível projeto;
- Os custos associados ao sistema originalmente empregado: custos fixos (quando for o caso) e custos de operação e manutenção do sistema original que será substituído pelo projeto a gás natural;
- Estratégia de operação do sistema, que afeta o número de horas anuais de operação e, portanto, as parcelas anualizadas do fluxo de caixa;
- A taxa de câmbio, que afeta os preços dos equipamentos importados e dos energéticos cotados em dólar ou indexados ao dólar.

De uma certa forma, é possível notar que algumas variáveis aqui discriminadas podem apresentar uma variabilidade temporal, que afeta sensivelmente o fluxo de caixa do projeto. Entre elas, destacam-se as tarifas de eletricidade e de combustível, que, para o gás natural, apresentam uma tendência de crescimento ao longo do tempo. Neste caso, é de grande utilidade dispor-se de cenários para estas variáveis o que, inclusive, permite avaliar a eficácia de medidas de incentivo à cogeração a gás natural. Assim, este tipo de análise pode ajudar a identificar que tarifas de combustível, especialmente eletricidade e gás natural, tornam atraentes projetos de substituição de combustíveis baseados no gás natural. A seguir, são apresentados e discutidos os critérios e itens que compõe o fluxo de caixa para análise econômica dos usos do gás natural. À luz dos resultados obtidos na análise estrutural e pela identificação de impactos relativos através da análise de sensibilidade de critérios de rentabilidade de investimentos, também se analisa, do ponto de vista teórico, possíveis ações de incentivo, que serão aplicadas às bases de dados setoriais dos segmentos avaliados.

3.2.7 Políticas de incentivo ao uso do gás natural

A inferência de possíveis políticas de incentivo ao uso do gás natural em uso não termelétrico parte da análise de algumas parcelas do fluxo de caixa de investimentos associados a este uso.

Uma parcela importante neste sentido refere-se ao investimento em equipamentos e custos de instalações. Trata-se de uma variável de grande impacto sobre a viabilidade econômica de projetos capital-intensivos, como é o caso dos investimentos em unidades de cogeração, especialmente em usuários de pequeno porte, que ocorrem com maior freqüência no setor terciário.

Pode-se afirmar que, sob a ótica do empreendedor privado, a equação que define o custo inicial do projeto (tanto para cogeração quanto para substituição interenergéticos) é dada por (Tolmasquim et al, 2003a):

$$C_0 = C - (C_g + L) = (1 - c_g - l) \cdot C \qquad (1)$$

onde:

C_0 é o custo inicial do projeto incorrido pelo empreendedor;

C: é o custo inicial total do empreendimento;

C_g é a fração do custo inicial assumida pelo subsídio governamental direto;

L é a fração do custo inicial assumida pelo financiamento;

Assim, através da análise da expressão acima, é possível inferir-se ações direcionadas para minimização do peso dos custos fixos sobre investimentos em tecnologias consumidoras de gás natural. Neste sentido, algumas ações de incentivo podem ser vislumbradas de imediato para atenuação do peso do custo de capital em um projeto quer sejam: (i) aporte de recursos para financiamento de máquinas e equipamentos; (ii) subsídios diretos e; (iii) subsídios indiretos.

A primeira política refere-se ao financiamento de equipamentos. Neste caso, em linhas gerais, são válidas as seguintes expressões básicas para determinação do fluxo de caixa anual (todos os anos e último ano), havendo incidência de ações de incentivo pautadas em aporte de capital para o financiamento de equipamentos de consumo de gás natural:

$$\begin{aligned} Ft &= Bt - A_{LT} - r_T \cdot T_T, \cdots t = 1,2,...,N-1 \\ Ft &= Bt - A_{LT} - r_T \cdot T_T + SV_N, \cdots t = N \end{aligned} \qquad (2)$$

Onde:

Ft é o fluxo de caixa líquido no ano t;

Bt é o benefício liquido do projeto em t.

A_{LT} é o pagamento do principal e do interesse (juros) do financiamento;

r_T é o imposto incidente sobre o lucro tributável do projeto (não incide sobre a parcela de depreciação).

T_T é o lucro líquido tributável (ou lucro líquido ajustado).

SV_N é o valor residual dos ativos do projeto ao cabo da vida útil (t=N) do projeto. O valor contábil do projeto é exatamente a porção do seu custo inicial que ainda não foi transferido para a reserva de depreciação, ao cabo da vida útil ("*book value*" quando t é igual a N).

O método aqui utilizado para a análise do impacto de políticas de financiamento corresponde ao sistema de pagamentos constantes - método price -, usualmente empregado para sistemas de cogeração no mundo (Educogen, 2001), embora outros métodos também sejam aplicáveis[17]. Tal sistema é baseado na fixação de pagamentos constantes, sendo possível expressar o termo A_{LT} da expressão anterior, desconsiderando-se prazos de carência, como:

$$A_{LT} = L \cdot FRC(N_L, r_L), \text{ para t=1,2,..., } N_L \ (A_{LT} = 0 \text{ em t=0}) \qquad (3)$$

onde L corresponde ao montante do investimento inicial financiado, sendo equivalente à dívida original a ser amortizada no sistema *price*, FRC é o fator de recuperação de capital para a taxa de juros do financiamento, r_L, e o período de financiamento, N_L. Embora se trate de uma política já implantada no país[18], objetiva-se aqui primeiramente, avaliar a importância desta política e, ainda, avaliar o porte da disponibilização de capital para este tipo de investimento.

Dentro, ainda, do escopo de políticas incidentes sobre o peso de custos fixos em investimentos de equipamentos para consumo de gás natural, inserem-se também como possibilidade os subsídios governamentais. Não avaliamos aqui o impacto de subsídios

---

[17] Por exemplo, o método SAC, baseado em parcelas de amortização constantes ou, ainda, o sistema americano, baseado no pagamento de juros constantes.

[18] Por exemplo, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) disponibiliza linhas de financiamento para investimentos no setor de energia. Um exemplo deles é o "Programa de apoio financeiro a investimentos prioritários no setor elétrico". Como veremos adiante, as condições de financiamento aqui adotadas para avaliação do impacto de políticas de financiamento são bastante próximas das condições disponíveis no BNDES, realizando-se algumas alterações, referentes à taxa de juros do financiamento e o prazo de financiamento.

diretos para estes equipamentos, entendendo que se trata de uma proposição demasiadamente frágil no que tange à contrapartida do beneficiado. De fato, poder-se-ia imaginar como possível política de incentivo de subsídios governamentais, a redução de alíquotas de impostos incidentes sobre os equipamentos quando da internalização dos mesmos no país, posto que derivam em sua grande maioria, de importações.

A incidência de subsídios indiretos, por sua vez, pode ser concretizada através de políticas de depreciação acelerada, prática utilizada em países como os Estados Unidos e a França, como incentivo à instalação de sistemas de cogeração a gás natural (Szklo, 2001). Além de representar uma fonte de receitas (como subsídio indireto) para um projeto, a depreciação, que é voltada para ativos fixos[19], também tem o efeito indutor de atualização tecnológica no setor. Em virtude destes benefícios que induzem à melhoria do desempenho econômico de projetos de utilização do gás natural bem como o de estimular a renovação tecnológica do parque autogerador, esta política de subsídio indireto é analisada aqui como possível política de incentivo ao uso de tecnologias de consumo de gás natural.

3.2.7.1 Depreciação de tecnologias consumidoras de gás natural

A depreciação de um bem pode ser definida como o decréscimo do valor venal do mesmo e pode ser conceituada segundo três diferentes óticas (Faro, 1979):

1. *depreciação física*: embutindo a perda de valor devido ao desgaste físico do bem em função da sua operação normal, pela ação do tempo e devido às intempéries. Exemplificando o caso da geração de calor numa indústria, este desgaste pode ser associado a incrustações nos orifícios de saída de bicos injetores, devido ao uso de combustíveis viscosos e com alto teor de materiais sólidos, ou ainda, devido à condução do processo de queima de maneira inapropriada. Tais incrustações pode ocasionar entupimento dos bicos, reduzindo eficiência da queima;
2. *depreciação econômica*: corresponde ao declínio da capacidade de um determinado bem gerar receitas e advém da exaustão física do equipamento, de sua obsolescência ou do próprio produto a ser introduzido no mercado. Tomando como exemplo uma unidade de cogeração, o declínio do valor

[19] Neste caso, apenas as parcelas do custo inicial de investimento, referentes aos equipamentos, podem ser depreciadas, tais como turbinas, caldeiras, recuperadores de calor, equipamentos para tratamento de água, conexões, equipamentos auxiliares, etc.

líquido da produção está associado à perda de capacidade desta unidade em redução do consumo de eletricidade da rede (por exemplo, pelo encurtamento do período de paradas para manutenção) e na gradativa redução de eficiência de queima de gás devido ao tempo de uso e forma de operação da unidade, o que aumenta o consumo de gás e aumenta, consequentemente, os custos desta unidade;

3. *depreciação contábil*: corresponde à definição da perda do valor de um bem, com propósito de registro contábil. A depreciação contábil objetiva a apropriação periódica de de recursos num montante que traduza a perda de valor experimentada pelo bem durante um período considerado, procurando assim constituir-se numa reserva – denominada fundo de depreciação – de tal modo que seja possível a aquisição de um novo bem quando a utilização do bem for considerada antieconômica, devido às já citadas razões: exaustão física, obsolescência ou mudança de preferência de consumidores[20]. Neste sentido, o fundo de depreciação pode ser interpretado como um "fundo para re-investimento".

É exatamente sobre o conceito de depreciação contábil que nos debruçaremos aqui, uma vez que é este conceito que está intimamente relacionado ao fluxo de caixa de projetos de investimento em tecnologias consumidoras de gás natural e, portanto, um ponto de interesse para a análise de possíveis ações de incentivo a estas tecnologias. Feitas estas considerações iniciais, partamos, então, para a análise de possíveis ações de incentivo agindo sobre a depreciação contábil de tecnologias de consumo de gás natural.

Neste sentido, são analisadas ações cujos impactos tenham como efeito aumentar a contribuição da parcela referente à depreciação no fluxo de caixa do projeto (Szklo et al., 2004; Tolmasquim et al, 2002):

- A modificação do período de tempo estabelecido para a depreciação. Esta política de incentivo é utilizada nos Estados Unidos para incentivar a instalação de unidades de cogeração, através da redução do tempo médio de depreciação de 15 para 5 a 10 anos, sendo mais comum o valor de 7 anos (Kranz e Worrell, 2001; Khrushch et al., 1999). Neste caso, testa-se uma política de incentivo baseada em

---

[20] Neste caso, não aplicável a unidades de cogeração ou na geração de calor, uma vez que o tipo de produto/serviço disponibilizado é a energia, insumo do qual depende a manutenção de sistemas vivos e econômicos. A utilização da energia é, pois, uma condição "*sine qua non*" para a existência destes sistemas.

depreciação acelerada o que, como mostraram Kranz & Worrel (2001), tem um significativo peso em empreendimentos com elevado custo fixo;

- A modificação do método de depreciação, substituindo-se o método da linha reta por aqueles que permitam aumentar a parcela referente à depreciação especialmente nos anos iniciais de vida útil do projeto. Um método alternativo para depreciação de equipamentos requisitos é o da taxa constante de depreciação[21], que pode também ser combinado ao método de linha reta.

Como a depreciação contábil implica em dedução do lucro de um determinado projeto, existe impacto sobre a parcela de arrecadação do Estado e por esta razão, o assunto é tema de regulamentação. De fato, a legislação tributária brasileira[22] permite que a parcela devida à depreciação contábil seja computada como um custo para a empresa. Assim, pode-se abater a parcela da depreciação "D_T" e a parcela do financiamento (se aplicável) relativa aos juros ou ao interesse do capital "j_T" do lucro tributável, definido na equação (2) como T_T:

$$T_T = B_T - D_T - j_T \quad (4)$$

Portanto, quanto maior a parcela de depreciação, menor a parcela do lucro tributável e portanto, menor a incidência do imposto de renda sobre o lucro líquido. Em outras palavras, a parcela de depreciação representa um acréscimo ao fluxo de caixa anual do projeto. Pode-se, portanto, compreender porque um incentivo baseado em depreciação acelerada pode ser significativo para empreendimentos de alto custo fixo.

Ademais, esta mesma legislação estabelece: (i) os prazos de vida útil, que são periodicamente publicados; (ii) o critério de depreciação a ser adotado, que no caso brasileiro é o método da linha reta. É conveniente destacar que o texto da legislação abre a possibilidade de adoção de métodos alternativos para estimar a parcela devida à depreciação, desde que comprovada sua validade em cada caso. É exatamente em cima desta abertura que nos baseamos para a análise de métodos alternativos de depreciação como ação de incentivo à tecnologias consumidoras de gás natural. Adiante, estaremos analisando os principais métodos existentes e justificando a escolha das possíveis ações de incentivo.

Basicamente, os métodos de depreciação podem ser divididos em dois grandes grupos.

O primeiro deles corresponde àqueles que não consideram o valor do dinheiro no tempo, isto é, partem da premissa da existência de uma taxa de juros nula. Os métodos de

---

[21] Também conhecido como critério de Matheson ou, ainda, *declining balance method*.
[22] Artigo 186 do decreto 58.400 de 10 de maio de 1941 (Faro, 1979).

depreciação pertencentes a este grupo normalmente são de fácil aplicação e não por acaso, são os métodos preferidos para regulamentação de estimativa de depreciação.

O segundo grupo de métodos de depreciação incluem aqueles que consideram o valor do dinheiro no tempo, isto é, calculam o fundo de depreciação considerando a remuneração do capital. Isto se justifica pelo fato de que as quotas do fundo de depreciação são remuneradas, implicando em que o valor acumulado no fundo ao final do período de depreciação contábil supere valor da base depreciável. Neste sentido, este grupo de métodos permite ajustar melhor o fundo de depreciação, constituindo um conceito onde o grau de renúncia fiscal do Estado é menor. Como veremos adiante, este grupo de métodos de depreciação tende a gerar, por isto, menores quotas de depreciação e, neste sentido, não podem ser consideradas possíveis alternativas de incentivo no nosso caso, uma vez que o método vigente é o da linha reta.

Este método baseia-se no estabelecimento de quotas de depreciação periódicas e iguais entre si ao longo da vida útil e o resultado é que o valor contábil do bem mostra comportamento de decréscimo linear até igualar o valor residual do bem. Assim, as parcelas anuais constantes (D_T) ao longo do período de depreciação (N_D) podem ser calculadas conforme a seguinte expressão:

$$D_T = (V - R)/N_D \qquad (5)$$

Onde (V-R), também chamada base depreciável, correspondente à diferença entre o valor de aquisição V e o valor residual do bem R ao final de sua vida útil. O valor contábil do bem ao final do período k é então, dado por:

$$V_K = V - k * (V\text{-}R)/n \quad (6)$$

Além do problema relativo à não consideração de remuneração do capital, o método da linha reta tem como crítica o fato de não apreender a perda de valor mais acelerada nos primeiros períodos da vida útil, o que poderia gerar quotas maiores de depreciação, funcionando como um incentivo ao investidor.

Em geral, para equipamentos de geração elétrica, considera-se 15 anos como vida útil contábil (Hicks, 1986; Kranz & Worrell, 2001). Uma limitação deste método refere-se à estimativa do valor residual dos ativos, tomado como nulo, inapropriadamente como atentam Kranz & Worrel (2001). Entretanto, esta hipótese tem o efeito de maximizar o efeito positivo devido à parcela de depreciação, como se pode observar na equação (5).

A limitação do não tratamento da perda mais acelerada de valor experimentada por um bem nos primeiros estágios de sua vida útil sentido é tratada, porém, em outros métodos de depreciação. Pode-se citar primeiramente o método de Matheson ou método da taxa constante de depreciação. Para isto, o princípio adotado consiste em supor que a perda por depreciação em cada período seja equivalente a uma percentagem constante do valor contábil do bem no início do período considerado. Neste método, também, o valor residual dos ativos depreciáveis, por sua vez, é calculado ao invés de ser pré-estabelecido. Assim, a razão entre a depreciação em qualquer instante do fluxo de caixa e o valor contábil dos ativos fixos é constante e designada por um fator percentual **R**, cujo valor varia entre 0 e 1, sendo usualmente empregadas as expressões $R=2/N_D$ ou $R=1,5/N_D$ para estabelecer o valor de **R**. As seguintes expressões são aplicáveis neste método (Tolmasquim et al, 2002):

$$D_T = CF \cdot (1-R)^{T-1} \cdot R \tag{7}$$

$$VC_T = CF \cdot (1-R)^T \tag{8}$$

$$VC_N = CF \cdot (1-R)^N \tag{9}$$

Sendo CF, os custos fixos passíveis de depreciação do projeto; R é o fator percentual aplicado no método e pré-definido; VC_T é o valor contábil dos ativos fixos do projeto no instante t e o valor residual ao cabo do mesmo, dado por VC_N.

Quando a taxa de depreciação constante é dada pela razão 2/n - onde "n" corresponde à vida útil do bem - o método de depreciação é conhecido como método do declínio em dobro[23]. A razão do nome deste método pode ser compreendida a partir do caso onde seja aplicado o método da linha reta. Supondo-se valor residual nulo do bem ao final da sua vida útil, a quota de depreciação anual é dada pela relação V/n, ou seja, uma taxa de depreciação inicial igual a 1/n. Buscando contemplar mais rapidamente a perda de valor contábil do bem, o método do declínio em dobro estabelece uma taxa de depreciação inicial equivalente ao dobro daquela observada no método da linha reta.

Um terceiro método de depreciação pertencente ao grupo daqueles que não consideram o valor do dinheiro no tempo é o método de Cole, também conhecido como método da soma dos dígitos periódicos e, no mesmo sentido em que atuam os métodos da taxa de depreciação constante e do declínio em dobro, busca apreender a rápida queda de valor do bem nos primeiros estágios da sua vida útil. Neste método, a quota de depreciação

"D_K" e o valor contábil do bem "V_K" ao fim do "k-ésimo" período são estimados através das seguintes relações:

$$D_K = (n - k - 1) * (V - R)/(1 + 2 + ... + n)$$

$$V_K = V - k * (V - R) * (2 * n - k + 1)/(n * (n + 1)$$

O nome do método advém de o fato do denominador da expressão que determina a quota anual de depreciação conter o somatório de números naturais (1 + 2 + ... + n), cujo resultado pode ser calculado a partir da expressão $n * (n + 1)/2$.

Finalmente, falaremos de um dos métodos que consideram a existência de uma taxa de juros positivo, isto é, consideram a remuneração do capital investido no tempo. Vejamos o método do fundo de amortização constante, que determina que o valor da quota anual de depreciação seja tal que o valor acumulado no fundo de depreciação ao final da vida útil seja equivalente ao valor necessário para a substituição do bem.

Assim, a quota de depreciação ao final do "k-ésimo" período e descontada a uma taxa "i", é estimada a partir da seguinte relação:

$$D_K = (V - R) * (1+i)^{K-1} * i/[(1+i)^n - 1)]$$

Em função da disponibilidade de métodos apresentada, uma questão a ser respondida envolve a análise do peso relativo da quota anual de depreciação contábil inputável a cada método. A análise de um estudo de caso, considerando uma indústria química como exemplo, mostrou ser o Método de Matheson aquele que produz melhores resultados como política de incentivo, pois que maximiza o fundo de depreciação. Na figura 3.4 pode-se observar a razão entre o valor contábil no ano "k" e o investimento inicial depreciável. Como se percebe, o método do fundo de amortização gera, em função de embutir internamente o cálculo da remuneração das parcelas de depreciação que comporão o valor acumulado total ao final do período de vida útil, resultados que mostram reduzida desaceleração da perda de valor do bem. Comparativamente ao método padrão – o método da linha reta -, na verdade, o método do fundo de amortização representaria um "desincentivo", uma vez que a curva, que representa o comportamento da quota de participação situa-se sempre acima da reta que define o comportamento no caso do método da linha reta. As condições de análise para este estudo de caso podem ser acompanhadas no anexo desta tese.

---

[23] Em inglês, *double declining balance method*.

A internalização, na análise, da maior perda de valor dos equipamentos nos estágios iniciais de funcionamento do projeto mostra o potencial de incentivo com alteração de métodos de estimativa da quota de depreciação. Assim, todos os três métodos alternativos – taxa de depreciação constante, declínio em dobro e soma dos dígitos periódicos – abrangem possíveis ações de incentivo ao investimento em tecnologias consumidoras de gás natural, diferindo apenas quanto à extensão deste incentivo relativamente ao método padrão. Neste caso, o método que produz a maior magnitude de incentivo é o de método da taxa de depreciação constante (método de *Matheson*) e isto pode ser observado na figura 3.4, onde a curva mais externa define o comportamento da quota de depreciação devida a este método. Assim, em face a esta avaliação – que traduz o comportamento relativo entre os métodos, avaliaremos aqui a aplicação do incentivo baseado na troca de método de depreciação, alternando do caso-base (método da linha reta) para o alternativo (taxa de depreciação constante). A restrição ao número de métodos alternativos se justifica, primeiramente, porque estamos interessados em inferir o resultado e o porte dos incentivos a serem concedidos para tecnologias consumidoras de gás natural e a adoção do método que produz a maior extensão incremental do fundo de depreciação é conveniente. Em segundo lugar, esta restrição se justifica pela redução do número de variáveis, vistas aqui como graus de liberdade do sistema, que impactam sobremaneira o número de cenários, como veremos adiante.

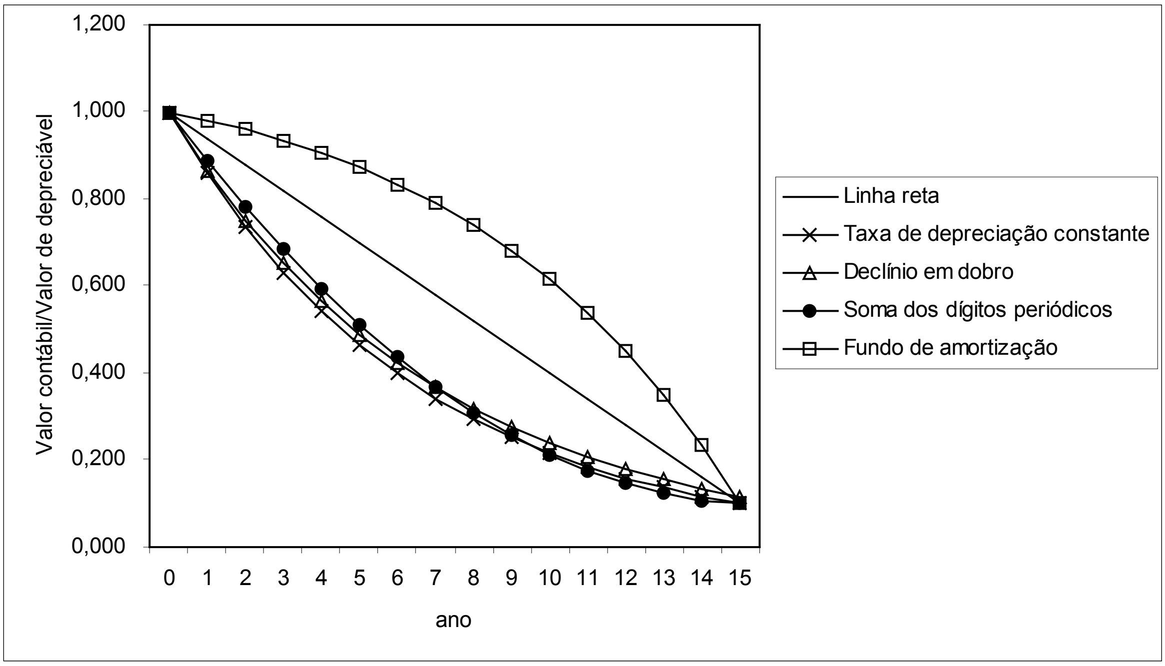


Figura 3.4: Perda de valor relativa ao investimento inicial depreciável realizado na indústria química utilizada como exemplo.

É interessante também, para os nossos propósitos resgatar um pouco da experiência internacional a respeito da aplicação de políticas de incentivo incidentes sobre a depreciação contábil de equipamentos de cogeração, especialmente por se tratar de uma tecnologia intensiva em consumo de gás.[24]

Nos Estados Unidos, antes da entrada em vigor do *Accelerated Cost Recovery System* (ACRS) em 1981, os sistemas de cogeração eram depreciados de acordo com *o Asset Depreciation Range-system* (ADRS), que considerava um tempo médio de depreciação contábil de aproximadamente 22 anos. O ACRS, implementado a partir *do Economic Recovery Tax Act*, em 1981, determinou a redução de cinco anos deste prazo de depreciação. Como mostraram Krushch et al (1999), a aplicação desta política de incentivo gerou um subsídio entre 6-7% do custo de instalação do projeto - custos fixos dos equipamentos, acrescidos de taxas, impostos, custos de construção e instalação, materiais adicionais, contingências, seguros e custos de operação e manutenção fixos.

Em 1986 foi promulgado outro ato legislativo versando sobre depreciação nos Estados Unidos. Tratava-se do *Modified Accelerated Cost Recovery System (*MACRS) que reconhecia o fato de o valor residual do equipamento não ser nulo ao final de sua vida contábil, mas que assumia, para fins de cálculo, ser este valor residual nulo. Esta prática, como já asseverado, aumenta o valor da parcela de depreciação, funcionando como uma ação de incentivo. Interessante destacar, no MACRS, o tratamento conferido a cada investidor em unidades de cogeração, em função da sua propriedade e uso. De fato, distinguem-se as seguintes orientações:

- *Sistemas instalados na indústria com produção/distribuição de eletricidade e vapor apenas para auto-abastecimento*: neste caso, adota-se o período de 15 anos como vida útil contábil do bem, utilizando-se o método da taxa de depreciação constante, com R= 150/n;
- *Sistemas instalados na indústria com produção/distribuição de eletricidade e vapor com venda de excedentes*: adota-se o período de 20 anos como vida útil contábil do bem, utilizando-se o mesmo método anterior com R= 150/n;
- *Sistemas instalados no setor comercial e residencial:* utilizando o método da linha reta, a vida útil contábil do bem varia entre 27,5 anos (prédio alugado) e 39 anos (prédios ocupados ou utilizados pelo proprietário).

---

[24] Posto que, embora mais eficiente do que a geração de vapor e a geração termelétrica isoladamente, o fato de uma unidade de cogeração normalmente produzir vapor e eletricidade faz com que o consumo absoluto de gás

Em que pese, porém, todo o processo de evolução da legislação relativa à depreciação nos Estados Unidos, algumas críticas são colocadas por especialistas na área contábil, argumentando que nenhum destes métodos reflete de maneira realista a verdadeira vida útil de sistemas de cogeração, estimada entre 5 a 10 anos (Kranz & Worrel, 2001). Este fato se origina da percepção inadequada quanto à carga de operação destes sistemas, que operam normalmente em torno de 8.000 h/ano, diferentemente de centrais térmicas de grande porte, cuja operação é mais irregular e por esta razão, apresenta menor taxa de depreciação física, o que implica numa vida útil maior, em torno de 25 anos, e por vezes, até 35 anos. Portanto, a questão que se coloca é a interpretação da vida útil de sistemas de geração combinada de energia com um viés de geração térmica centralizada de grande porte. Neste sentido, a política de depreciação acelerada avaliada adiante nos estudos de caso tem o papel de resgatar esta questão, internalizando as críticas colocadas por especialistas quanto à vida útil de centrais de cogeração. No que tange à substituição inter-energéticos, através do uso do gás natural na geração de calor, o problema de descasamento de períodos de vida útil contábil não se apresentam críticos, uma vez que a tecnologia de referência – que, em última instância, dita o viés de interpretação do período de depreciação, como foi visto no caso da cogeração – emprega combustíveis menos nobres, o que, na verdade, acaba por induzir à adoção de valores situados em regiões inferiores do intervalo de vida útil.

Em outro país, a França, se observou ser a depreciação acelerada dos ativos de geração o principal incentivo à cogeração, na primeira metade da década de 90. De fato, desde 1991, sistemas de cogeração qualificados pelo governo francês tinham direito a uma depreciação especial acelerada de 12 meses, eqüivalendo a um subsídio indireto entre 2 a 5% no investimento, dependendo da vida útil do sistema e da taxa de desconto utilizada (Szklo, 2001).

Uma questão bastante pertinente quando se cogitam incentivos fiscais para determinados investimentos refere-se à alocação dos benefícios e custos. Apesar de oferecer benefícios por vezes substanciais aos investidores, ao mesmo tempo, reduzir a incidência de tributos pode representar custo de oportunidade positivo para a arrecadação do Estado. Assim, importa saber quais são os efeitos indiretos de incentivar-se a instalação de unidades de cogeração mediante políticas de incentivo, uma vez que o Estado estará renunciando a arrecadação no montante equivalente ao incentivo concedido e assim será percebido, a menos

natural seja relativamente elevado.

que tal incentivo potencialize o desenvolvimento de outras atividades[25] – onde o seu desenvolvimento tem como condição inicial a expansão de atividades a montante[26]. Assim, ocasionalmente, o incentivo a projetos de cogeração e substituição térmica pode (ou não) representar aumento do número de encomendas de equipamentos geradores, acessórios, serviços de engenharia, o que pode ainda, gerar efeitos de escala no mercado brasileiro e incentivar a instalação de fábricas de turbinas a gás no país. Neste sentido, urge avaliar cuidadosamente a extensão destes impactos na economia brasileira e analisar a questão estratégica de desenvolvimento e capacitação nacional na área de turbinas a gás, uma vez que a aquisição de "*expertise*" neste tema revela impactos sobre outras atividades econômicas, logísticas e ligadas à defesa.[27] Na mesma linha, deve ser exigida a contrapartida por parte do investidor elegível à "captura" do incentivo, por exemplo, adotando-se critérios de qualificação complementares àqueles estabelecidos na resolução Aneel 021/2000, exigindo, além de padrões mínimos de eficiência na geração – indiretamente, sobre padrões ambientais – também parâmetros mínimos de qualidade de fornecimento de eletricidade, quando a instalação se destinar à produção de excedentes de eletricidade. Mas reconhecidamente, a questão envolve também a resolução de pendências como a melhor inserção do cogerador no sistema elétrico brasileiro, isto para que a expansão da capacidade de geração de eletricidade através destas unidades encontre um ambiente favorável à ocorrência de grande número de projetos. No caso de eventual interesse em expandir a produção nacional de turbinas a gás no Brasil – direcionadas principalmente à cogeração industrial –, este desenvolvimento dar-se-á basicamente através da instalação de fábricas com tecnologia advinda de outros países e ocasionalmente, o país também pode se deparar com a decisão de adotar incentivos a esta indústria no país, visando ganhos à frente. Neste sentido, é importante que haja o estabelecimento de equilíbrio entre a contrapartida exigida e os incentivos concedidos. Por exemplo, seria mais conveniente ao país que a eventual instalação destas fábricas no país viesse acompanhada por transferência de tecnologia e não através de trocas comerciais simples que envolvessem a troca de produtos com os países de origem, uma vez que um cenário base de trocas comerciais deve ser sempre contemplado. Assim, incentivar a instalação de uma indústria no país ao mesmo tempo em que se garanta maior entrada de

---

[25] Neste caso, o custo de oportunidade incorrido pela concessão do incentivo pode ser compensado pelo aumento de renda devido ao uso mais produtivo de recursos a jusante da cadeia de produção.
[26] A título de ilustração, o desenvolvimento de atividades como ligados à indústria de alimentos congelados à base de frango depende, efetivamente, que haja uma indústria de produção de frango estabelecida, insumo essencial para a atividades a jusantes, dependentes deste.

determinados produtos brasileiros em mercados onde sua penetração já se daria naturalmente em função da dinâmica de comércio internacional efetivamente não agrega nada para o país e, dependendo do produto envolvido, pode simplesmente representar má alocação de benefícios a determinados segmentos da sociedade. Portanto, a análise de incentivos trata-se, per se, de uma questão bastante complexa, que envolve avaliação criteriosa, de modo que produza efeitos o mais distribuídos possível pela sociedade como um todo.

Finalmente, é interessante destacar a existência de um certo "*trade off*" entre a opção de se incentivar opções descentralizadas de energia e empreendimentos onde esta geração se faça de forma centralizada e de grande porte. De fato, à primeira vista, incentivar a proliferação de uma miríade de empreendimentos de menor porte apresenta vários benefícios tais como: maior segurança de abastecimento para o usuário, postergação de investimentos em geração centralizada de grande porte para expansão do setor elétrico brasileiro, redução de impactos ambientais decorrentes da implantação de projetos de energia, possibilidade de potencialização de atividades econômicas a jusante da cadeia de equipamentos de geração de pequeno/médio porte, entre outros. Por outro lado, ao se pensar em ações de incentivo, especialmente no caso de políticas de depreciação acelerada como as apresentadas aqui, o impacto da renúncia fiscal se distribui em cima de uma base de deprecição com maior valor, ou seja, é substancialmente maior do que aquela concedida caso a mesma potência fosse gerada numa central de cogeração de maior porte. Neste sentido, a geração descentralizada deverá demonstrar que a razão benefício/custo a ser auferida será interessante para a sociedade como um todo.

3.2.7.2 Tributação de energéticos como diferencial competitivo ao uso do gás natural

Na ponta final do consumo de gás natural, importa caracterizar o preço final relativo entre os energéticos aplicáveis ao atendimento das demandas energéticas do usuário final. Neste caso, é sempre conveniente lembrar que este preço final inclui a tributação incidente sobre o combustível. Assim, a adoção de política de tributação diferenciada sobre o preço da energia pode agir como incentivo ou desincentivo ao uso de uma determinada fonte energética, ação que deve ser coerente com a política energética definida para o país. De fato, de acordo com IEA (2003), políticas de incentivo fiscal incidentes sobre o preço final da energia podem desempenhar importante papel no desenvolvimento da demanda por gás

---

[27] Deve-se lembrar que as turbinas a gás encontram aplicação, além da geração de eletricidade, também na aviação civil e militar.

natural, especialmente em estágios iniciais desta indústria. Assim, além de exercer papel de manutenção do aparato do Estado, o uso de instrumentos fiscais também podem contribuir para um efeito direcionador do perfil de consumo de energia no país, internalizando as externalidades presentes até então – como por exemplo, a emissão de óxidos de enxofre pela queima de óleo combustível ou o desmatamento de áreas nativas. Assim, o uso de instrumentos fiscais como ferramenta de direcionamento se justifica, *per se*, especialmente quando é necessário incorporar estas externalidades do uso da energia e fornecer sinais econômicos mais apropriados ao mercado.

Um exemplo de aplicação de incentivos fiscais e seu efeito sobre a competitividade do gás natural frente a outros combustíveis ocorreu na Espanha, onde se estimulou através da redução da tributação deste energético, a ampliação do número de consumidores de gás natural obtida através do deslocamento de outros energéticos (IEA, 2003). Dependendo da extensão dos incentivos, estes pode-se incentivar também a expansão do sistema de distribuição de gás canalizado.

Entretanto, a aplicação destes instrumentos deve ser feita com cautela, uma vez que se deve adotar o princípio não discriminatório entre os agentes econômicos presentes no mercado, isto é, não pode se constituir uma política de incentivos fiscais a concessão de direitos privilegiados a um determinado grupo da sociedade em detrimento de outros. Neste sentido, deve esta política estar lastreada na definição de uma política energética claramente fundamentada, onde os benefícios auferidos por esta escolha resultem num ganho líquido para a sociedade.

Assim, instrumentos fiscais na indústria de gás natural para o incentivo ao seu crescimento podem incluir (IEA, 2003):

- Redução de alíquotas de impostos incidente sobre o preço do gás natural[28];
- Incentivos fiscais para instalação de máquinas e equipamentos;[29]
- Ações de incentivo para renovação de máquinas e equipamentos (por exemplo, a já abordada política de depreciação acelerada);
- Redução de alíquotas incidentes sobre material importado para construção de malhas de transporte e distribuição, o que se reflete no valor das tarifas ao consumidor final e se constituindo mais um elemento favorável à competitividade econômica do gás natural.

---

[28] No caso brasileiro, poder-se-ia reduzir alíquotas de tributos como o PIS/COFINS e o ICMS.
[29] Equivalentemente, sobre o IPI, II e ICMS.

3.2.7.3 Cenários econômicos e de incidência de políticas de incentivo ao uso do gás natural

Em virtude da grande complexidade de cenários possíveis para os valores das variáveis identificadas como relevantes na análise econômica da utilização do gás natural nos usos propostos, para que se torne plausível a avaliação de efeitos de políticas energéticas sobre a realização deste potencial de consumo em um dado segmento de consumo, torna-se necessário determinar as condições de contorno adequadas para açambarcar situações que permitam a estimativa do potencial dentro de faixas prováveis de variação dos principais parâmetros econômicos da análise, como por exemplo, a taxa de câmbio e os preços relativos dos energéticos em questão. Como já comentado anteriormente neste texto, a solução para esta demanda é utilizar a análise combinatória de possíveis valores para cada uma das variáveis identificadas como relevantes nesta análise e cuja indicação foi nos dada durante a análise de sensibilidade realizada anteriormente.

Na análise aqui conduzida, delimitaram-se possíveis cenários para variáveis com relevante impacto em projetos relacionados ao consumo de gás natural, que seguem aqueles dos estudos de Tolmasquim et al. (2003a) e Szklo et al. (2004b). Estas variáveis incluem os preços relativos da energia (eletricidade, combustíveis substitutos e gás natural) e a taxa de câmbio, quer sejam as possíveis políticas de incentivo ao investimento equipamentos de consumo de gás natural, incluindo a disponibilidade de linhas de financiamento, políticas fiscais e um contexto normativo favorável à venda dos excedentes de eletricidade no caso de investimentos em cogeração. É importante ressaltar que a escolha das variáveis bem como das possíveis ações de incentivo foram orientadas pelas duas grandes vertentes identificadas com grande impacto sobre investimentos em tecnologias consumidoras de gás natural, quer sejam operando sobre os custos fixos quer sejam operando sobre os custos operacionais.

A multiplicidade de variáveis e condições a serem abarcadas na análise, tornou imperativa a estruturação desta estimativa combinando-se as diversas possibilidades em famílias cenários, compondo-se ao todo 120 possíveis cenários. Tal idéia deriva do conceito de "*storylines*" (ou linhas narrativas), ou linhas narrativas sobre acontecimentos futuros (IPCC, 2001). Neste conceito, um grupo de cenários que deriva de uma "*storylines*" representa um conjunto de forças motrizes coerentes entre si, para determinado contexto econômico e normativo. Em outras palavras, cada cenário representa uma possível representação quantitativa específica de uma "*storylines*", e todos os cenários baseados em uma mesma linha narrativa formam uma mesma família.

A figura 3.5 representa 2 dos 12 ramos da árvore de cenários aqui utilizada, que se relacionam, cada um, a um contexto de preço internacional de petróleo, de taxa de câmbio e de tarifa de eletricidade. A árvore completa compõe-se de adicionais 10 outros ramos, variando conforme os preços internacionais de petróleo, as taxas de câmbio e os níveis de crescimento da tarifa da eletricidade. Ademais, para cada ramo, existem 10 cenários, que variam conforme as três políticas de incentivo consideradas. Por exemplo, o ramo 1 da figura 3.5, encerra uma linha narrativa baseada na evolução tendencial dos preços internacionais do petróleo, na taxa de câmbio de 2,6 R$/US$ e no crescimento acelerado da tarifa de tarifa de eletricidade. No primeiro cenário deste ramo se observam simultaneamente as seguintes condições: ausência de política fiscal e de linhas de financiamento para equipamentos de consumo de gás natural, além de um contexto desfavorável à venda de excedentes de eletricidade (caso da análise de uma central de cogeração).

Ainda, para avaliar o impacto da internalização, no balanço econômico dos investimentos em tecnologias de consumo de gás natural, dos aspectos ambientais positivos do uso do gás natural, foram considerados cenários sem qualquer incentivo ao investidor que, no entanto, incluem a valoração da externalidade devido à emissão evitada de óxidos de enxofre pelo equipamento a gás natural, supondo-se que este equipamento substitui o combustível originalmente empregado na planta química para geração de calor e na termelétrica a gás natural operando em ciclo combinado. Na figura 3.5 correspondem aos cenários (1, 1, 1, 1, 1, 1, ext(500)) e (1, 1, 1, 1, 1, 1, ext(1.500)). Busca-se, assim, apreender o impacto de políticas ambientais de restrição à poluição atmosférica, estimulando-se o uso de combustíveis com menores fatores de emissão de poluentes. Embora o gás natural não tenha mercado cativo para seus usos, restringindo basicamente a um “mercado de queima direta”, o que lhe impõe o preço como alternativa de competição, sabe-se que, em alguns países como o Japão, a política ambiental restritiva permitiu a constituição de um mercado “pseudo-cativo” para o gás natural (Percebois, 1989). Nossa intenção ao avaliar o custo da externalidade é apreender em que extensão estas características ambientais positivas do gás também influenciam a atratividade econômica de projetos de consumo de gás, caso fossem internalizados estes benefícios.

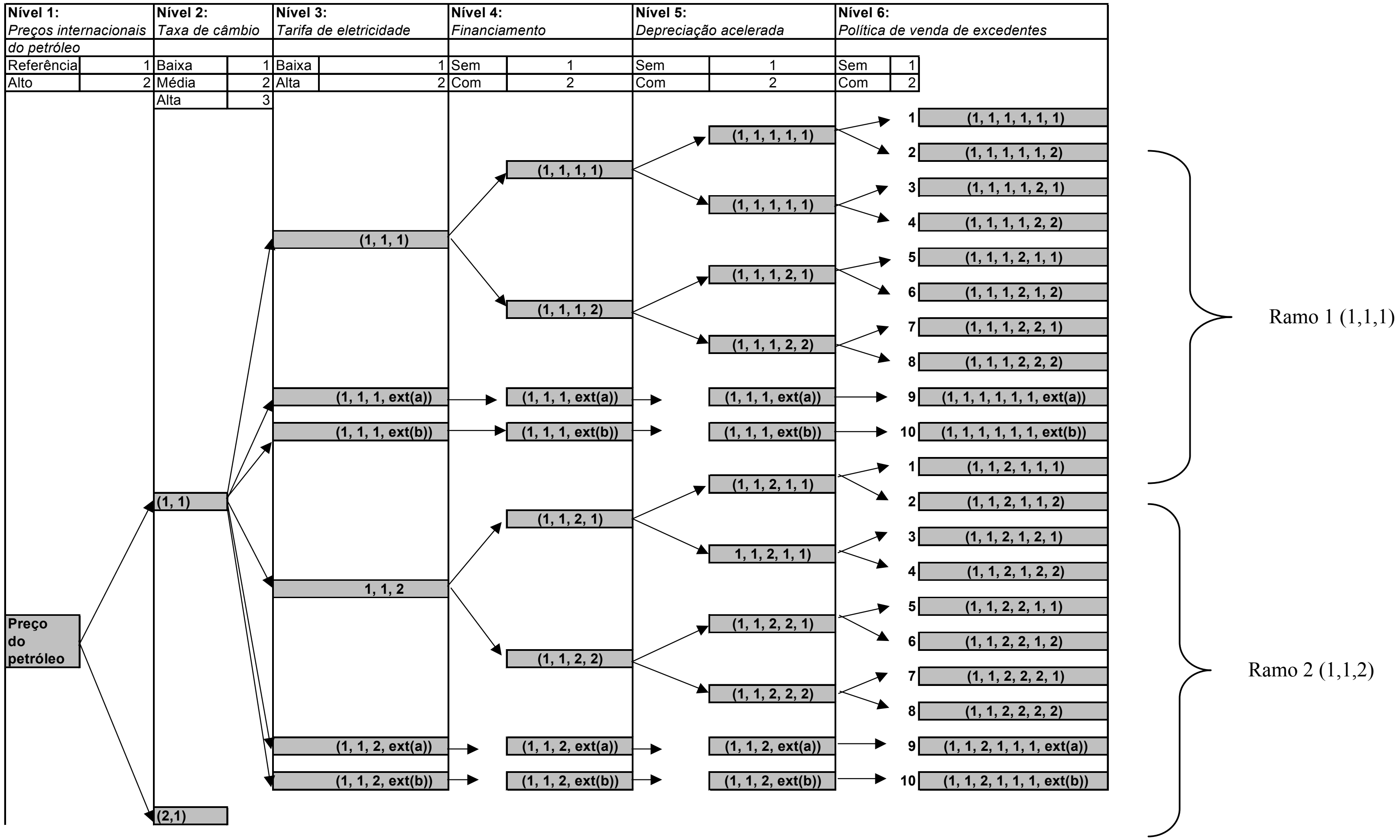


Figura 3.5: Representação de um ramo genérico da árvore de cenários de avaliação de potencial econômico de cogeração na indústria química brasileira. Nota: Ext(a) representa a internalização no balanço econômico, das emissões evitadas de SO_2 ao preço de aproximadamente 160US$/t$SO_2$. Ext(b) representa esta internalização ao preço aproximado de 500 US$/t SO_2.

Assim, na figura anterior, os três primeiros níveis de análise ("preço de combustíveis substitutos", "taxa de câmbio" e "tarifa de eletricidade") contêm variáveis relacionadas ao ambiente onde se insere o potencial investidor – i.e., representam contextos externos à esfera de influência das políticas de incentivo à aquisição e operação de um equipamento de consumo de gás natural, constituindo as linhas narrativas, que, perceber-se-á a partir dos resultados obtidos, interferem drasticamente na viabilização econômica do potencial técnico estimado. Por exemplo, o preço do petróleo e a taxa de câmbio afetam, sobremaneira, a parcela de "*commodity*" do gás natural e, consequentemente, os custos operacionais do equipamento de consumo de gás natural.[30] A taxa de câmbio afeta significativamente o custo de equipamentos de cogeração, cuja maioria dos componentes é importada. Nos três primeiros níveis da árvore, utilizaram-se as seguintes bifurcações:

- *Nível 1*: corresponde aos possíveis cenários de evolução dos preços internacionais do petróleo. São utilizadas duas possíveis trajetórias para estes preços, cujos valores baseiam-se na análise do departamento de energia norte-americano em sua publicação "*World Outlook* 2000" (EIA, 2002), correspondendo a um cenário referencial de evolução destes preços outro cenário com evolução deste preço a valores mais elevados. De acordo com a evolução de referência, onde o petróleo atinge os valores de 23, 24 e 25 US$-2000/bl, respectivamente em 2010, 2015 e 2020, e a evolução de alto preço de petróleo, onde o mesmo chega a 30 US$-2000/bl em 2010 e 2015, e a 31 US$-2000/bl em 2020. O preço internacional do petróleo define os cenários de evolução dos preços dos energéticos concorrentes ao gás natural e da cesta de óleos combustíveis que indexam o preço final deste energético;
- *Nível 2*: adotam-se três cenários de depreciação cambial frente ao dólar, para um período de 15 anos: 2,6 R$/US$, 3,0 R$/US$ e 3,5 R$/US$;
- *Nível 3*: Para a tarifa de eletricidade da rede, duas trajetórias: a alta, através da qual a tarifa de eletricidade cresce a 10% a.a., e a baixa, através da qual a

[30] Adota-se como estrutura de formação de tarifa neste estudo, a hipótese de formação do preço do gás natural no Brasil de produção nacional ao consumidor final a partir da soma das parcelas relativas ao preço da "*commodity*", custos de transporte e a margem de distribuição da concessionária de gás. A parcela relativa à "*commodity*" vincula-se à evolução de preços de uma cesta composta de três óleos combustíveis em diferentes mercados mundiais, além da variação cambial, como definido na portaria conjunta MME/MF 003/2000, já extinta. Por sua vez, o gás natural importado, em sua grande parcela, oriundo da Bolívia, atrela-se à variação cambial do dólar.

tarifa cresce a 5% a.a..[31] O nível tarifário de eletricidade na árvore de cenários (nível 3) intenta avaliar o impacto do preço deste energético na viabilização do potencial setorial de cogeração. Altos preços de eletricidade agem no sentido de melhorar o desempenho econômico de um sistema de cogeração, uma vez que o consumo de eletricidade economizado é uma das principais receitas de um projeto deste tipo.

Os níveis 1, 2 e 3 definem contextos onde o eventual investidor em tecnologias de consumo de gás natural (no nosso caso, sistemas de cogeração e/ou sistemas para queima direta de gás natural) assume um papel passivo em relação à sua perspectiva de influenciar estas trajetórias. Estes níveis definem, pois, variáveis de contexto.

Por sua vez, os níveis subsequentes desta árvore de cenários (níveis 4, 5 e 6, além dos dois cenários de valoração das externalidades evitadas) busca apreender os efeitos de possíveis políticas de incentivo à instalação de unidades de consumo de gás natural, conforme as linhas narrativas elaboradas. Tais políticas consideram:

- *Nível 4*: o acesso a linhas para financiamento de equipamentos de consumo de gás, adotando-se o sistema price de financiamento, usualmente empregado neste tipo de empreendimento (Educogen, 2001). Para a cogeração, assumiu-se também o patamar de financiamento de 80% à taxa de 14% a.a. (taxa de longo prazo acrescido do "*spread*" básico e de risco aplicável aos projetos), em consonância com o atual "Programa de Apoio de Investimentos Prioritários do Setor Elétrico", da carteira de produtos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES, 2002). Para a substituição de equipamentos de geração de calor, assumiu-se a possibilidade de financiamento à taxa de 16% a.a., conforme o FINAME do BNDES (2002);
- *Nível 5*: utilização de instrumentos fiscais para incentivo ao uso do gás natural, combinando-se simultaneamente a redução de alíquota de impostos incidentes sobre a operação de venda de gás ao consumidor final e alteração dos métodos de depreciação correntemente empregados no Brasil. Neste caso avalia-se o impacto de políticas de depreciação acelerada ou mudança de metodologia de cálculo das parcelas. Em termos de valores, usualmente o percentual de imposto de renda adotado é de 35%. Também é usual a adoção da depreciação de 15 anos

[31] Conforme os dados da ANEEL (2004), entre 1997 e 2003, a tarifa média do setor industrial brasileiro cresceu em 12,5% a.a.

para equipamentos de geração elétrica – no caso de não se adotar uma depreciação acelerada, que, neste caso, ficaria entre 5 e 7 anos, sendo o último valor o mais adotado para máquinas térmicas (Szklo et al., 2004a; Tolmasquim et al., 2003a);

- *Nível 6*: incentivo à venda de excedentes elétricos, através do estabelecimento de patamares tarifários mais favoráveis ao cogerador tanto no que se refere à venda de excedentes elétricos quanto na aquisição de energia de reserva, para eventuais paradas do sistema, sejam elas programadas ou não. Em outras palavras, busca-se estimular o investidor a instalar um sistema de cogeração a gás natural, capaz de exportar energia elétrica, sem sofrer a barreiras de aquisição desta energia de rerva. Neste caso, seguindo-se a análise de Soares et al. (2001), considerou-se que, num cenário de incentivo, a relação entre a tarifa de venda de excedentes elétricos e a de compra de eletricidade da rede equivaleria a 0,6, enquanto, na falta de incentivo, estaria em 0,2; e a relação entre a tarifa de compra de "*back up*" e a tarifa média de compra de eletricidade eqüivaleria a 2, quando, atualmente, está em cerca de 3. O cenário de incentivo também pressupõe o estabelecimento de contratos bilaterais de longo prazo para estas transações.

Como sistemas de cogeração são os equipamentos mais completos em termos de atendimento das demandas energéticos dos usuários aqui selecionados, o procedimento genérico se lhes destina. No caso de caldeiras ou queimadores a gás, portanto, basta anular as parcelas específicas da cogeração apresentadas na metodologia.

O potencial econômico de consumo de gás natural é, então, estimado a partir das tecnologias apropriadas e tecnicamente viáveis e e de acordo com os cenários econômicos, que estabelecem valores para as variáveis identificadas na avaliação de viabilidade econômica das tecnologias. Insiste-se aqui na caracterização da análise sob o prisma do investidor privado, porquanto um dos objetivos propostos nesta parte da tese é avaliar sob que contexto econômico o mercado de gás natural se viabiliza economicamente nos setores selecionados – ou, usando-se a terminologia antes definida, sob que contexto econômico é possível aumentar o grau de saturação do mercado de energia em gás natural. Neste sentido, embora se reconheça que boa parte dos consumidores aqui avaliados não migra para o consumo de gás natural, pois não tem acesso a este energético, este gargalo constitui um problema intrínseco do setor de oferta de gás natural.

3.2.8 Cenários de preços da energia

Na estimativa do potencial econômico de entrada de gás natural na matriz energética dos setores avaliados, um aspecto assaz importante diz respeito aos cenários de preços de energia adotados para esta avaliação, posto que define tanto a evolução dos preços relativos entre estas fontes energéticas quanto o próprio valor absoluto dos preços da energia, variáveis assaz relevantes, dado que compõe a receita que permite amortizar investimentos em tecnologias consumidoras de gás natural. A seguir, são apresentadas as linhas gerais dos cenários de preços por energético. No anexo desta tese podem ser conferidos os níveis de preços da energia assumidos em cada um dos cenários.

3.2.8.1.1 Combustíveis fósseis

Os cenários de preços aqui adotados vincularam-se, em um primeiro nível, ao contexto internacional dos preços de petróleo, que impacta diretamente o preço da maioria dos concorrentes do gás natural, como é o caso do óleo combustível e do GLP. Assim, dois foram os contextos de preços internacionais de petróleo adotados, oriundos de análises do Departamento de Energia dos Estados Unidos (US DOE), e denominados de "cenário de preços de referência" e "cenário de preços altos de petróleo", disponíveis em EIA (2002). A evolução de preços de derivados de petróleo concorrentes com o gás natural também derivou dos cenários estabelecidos pelo órgão norte-americano de energia. É importante frisar que os níveis de preços adotados se inserem numa perspectiva de médio/longo prazo, e assume-se que estes valores correspondem à linha de tendência dentro de cada cenário. Desta forma, busca-se captar tendências neste horizonte temporal, filtrando-se eventos de curto prazo, que tendem a levar o preço do barril a picos de preço. Ademais, deve-se frisar que se assume que os preços destes combustíveis fósseis se vinculam aos preços internacionais.

3.2.8.1.2 Energia elétrica

Além do preço de derivados de petróleo, quando se avalia a penetração de tecnologias de cogeração, especialmente importante também é a trajetória de preços da energia elétrica, o que se explica pela sua relevância na composição do fluxo de caixa destes investimentos. Primeiro, como uma parcela importante de receita, uma vez que a instalação de unidades de cogeração representa economia operacional devido ao custo

evitado de eletricidade que antes era adquirida da rede de distribuição de eletricidade. A extensão desta economia operacional dependerá tanto da filosofia de dimensionamento e operação da unidade quanto do sistema tecnológico escolhido, podendo haver ocasionalmente a geração de excedentes elétricos que podem ser, então, vendidos à rede. Neste caso, aporta-se mais um componente de receita ao projeto de cogeração. O segundo aspecto relevante quanto ao estabelecimento da trajetória de preços da eletricidade diz respeito à evolução dos custos ainda incorridos na aquisição de eletricidade, mesmo com a instalação da unidade de cogeração. Diz respeito à contratação de demanda e energia de reserva, insumos importantes quando de paradas – programadas ou não – da unidade de cogeração, que podem ser devidas à operações de manutenção e operação como também por eventos inesperados de paralisação da central de cogeração.

Neste sentido, foram adotados dois cenários de preços para a energia elétrica, cujo horizonte é de 15 anos, correspondente ao período de vida útil média de uma unidade de cogeração. Estes cenários consideram a evolução de uma tarifa-base a taxas anuais diferenciadas de crescimento: 5% a.a. e 10% a.a. neste período de 15 anos. A consulta de séries históricas de evolução da tarifa de eletricidade por setor disponíveis na Agência Nacional de Energia Elétrica, não apontou uma direção satisfatória que pudesse balizar valores de referência – em virtude da irregularidade do comportamento dos valores de tarifa de eletricidade – de modo que as taxas de crescimento adotadas buscam apreender limites razoáveis entre os quais esta tarifa pode variar. Analogamente ao realizado no cenário de preços de derivados de petróleo, também os componentes de custo de eletricidade são decompostos setorialmente, buscando apreender padrões distintos de consumo de energia.

3.2.8.1.3 Gás natural

Dado que a principal força motriz para a introdução do gás natural na matriz energética de uma dada região refere-se ao seu preço final, especial atenção foi dedicada a este energético.

A primeira observação a ser feita refere-se à hipótese de trabalho adotada quanto à formação do preço do gás natural no Brasil. Embora a portaria conjunta MF/MME 003/2000 - que estabelecia a estrutura tarifária para o gás natural no país - não se encontre mais em vigor, optou-se por uma posição conservadora de manutenção desta

estrutura, dado que existe uma inércia natural deste mercado em realizar alterações do "*status quo*" observado para a formação de preços do gás natural. Isto se deve ao fato de alterações estruturais de grande envergadura num mercado bastante sensível demandam, além de um processo de discussão intenso entre os agentes, também um horizonte de tempo para se consolidarem.

No nosso estudo, o preço do gás natural é determinado a partir da seguinte expressão:

$$P_{CG}(t)= P_{GT}(t) + T_{REF}(t) + M_{d}(t)$$

Sendo $P_{GT}(t)$ a parcela da "*commodity*", ou equivalentemente, o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte no ano "t". A variável $T_{REF}(t)$ é a tarifa de transporte de referência, regulada pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). O preço do gás natural ao consumidor final é determinado a partir da agregação do valor correspondente à margem da concessionária local de gás canalizado, $M_{d}(t)$.

A fórmula adotada para cada parcela corresponde à:

- "*Commodity*": assumiu-se que a composição final desta parcela resulta da média ponderada do gás natural de origem importada e de origem nacional na matriz energética brasileira. No caso do gás natural produzido no país, a fórmula de precificação adotada segue aquela definida pela portaria interministerial MME/MF n^0 003/2000, apresentada no capítulo 2 desta tese. Para o gás natural de origem boliviana, assumiu-se a indexação à taxa de câmbio para venda do dólar norte americano PTAX – 800, com a cotação do dia anterior ao da data de vencimento de cada respectiva fatura (Martins, 2002);
- Transporte: adotando os critérios definidos na portaria ANP n^0 108/2.000, incorporando o sinal locacional em relação às jazidas de gás natural. Assim, a tarifa de transporte no ano t, $T_{REF}(t)$, é dada a partir da seguinte expressão, sendo os valores corrigidos em base anual, pela variação do IGP-M:

$$T_{REF}(t)= T_{REF\ MÉDIA} * (1-f_D(t)) + DM_{EQ} * CU_M * f_D(t)$$

Onde $T_{REF\ MÉDIA}$ é a tarifa média nacional de transporte do gás, inicialmente determinada pela agência com o valor de R$ 19,40/mil m^3. O fator de

distância, $f_D(t)$, corresponde ao peso a ser dado gradativamente à localização do estado consumidor das jazidas de gás natural. Nesta equação, o parâmetro denominado distância média equivalente, DM_{EQ}, permite introduzir no cálculo da tarifa o sinal locacional desejado. A distância média equivalente relaciona-se às distâncias entre os pontos de recepção e entrega do gás natural nos gasodutos de transporte e com os volumes de consumo de gás natural em cada ponto, estabelecendo a associação entre a localização das jazidas brasileiras de gás natural e com o grau de utilização dos gasodutos. A principal intenção do estabelecimento do parâmetro "distância média equivalente" é permitir ao transportador obter a mesma receita, aplicando-se as tarifas por distância, que aquela que seria obtida pela aplicação de uma tarifa postal (ANP, 2002). Ainda, CU_M corresponde ao custo unitário médio do gasoduto, definido em R$/m^3.km, obtido considerando-se toda a malha de transporte existente e os custos totais associados a esta malha[32]. Mesmo o gás natural importado estará sujeito, nos trechos de gasoduto que percorrem o território nacional, à alocação do fator distância, segundo MME (2002). O escalonamento progressivo do fator distância, porém, mostrou-se incerto e a recente liberação do preço de petróleo e derivados, estabelecida pela lei n^0 9.478/97, traz ao cenário de preços de transporte alguma incerteza no que tange à definição futura dos mesmos, pelo menos no que diz respeito às regras que balizarão a formação deste preço de transporte de gás, que passa a ser livremente negociado.[33] Finalmente, a formação do preço final de transporte do gás natural no território brasileiro considerou, de forma análoga à realizada no estabelecimento de cenários de preços da parcela de "*commodity*", também uma participação ponderada entre o gás natural de origem nacional e o gás natural oriundo de produção nacional;

- *Distribuição*: adotou-se a estrutura de tarifação observada na área de concessão da Comgás, assumindo-se que as demais concessionárias de

[32] A metodologia utilizada na elaboração da portaria, porém, não se aplica a avaliação dos custos a projetos de expansão da malha. Deve-se ressaltar, ainda, que o cálculo leva em consideração uma taxa de desconto de 15% a.a., depreciação fiscal linear de 10 anos e investimentos realizados sem endividamento, isto é, custeado com recursos próprios (ANP, 2000).

[33] De fato, quando da realização deste estudo, realizou-se consulta a técnicos da Agência Nacional do Petróleo a respeito da regulação do transporte de gás natural e se constatou haver grande incerteza a respeito das práticas a respeito destes contratos, devido à liberação de preços de derivados de petróleo, o

distribuição de gás canalizado do país seguirão esta estrutura, que adota tarifas especiais para unidades de cogeração. Também se trata de um dos contratos de concessão mais bem elaborados do país, preservando os interesses do serviço público e do empreendedor privado. Os valores adotados para substituição inter-energéticos e cogeração a gás natural são apresentados no conjunto de tabelas constantes no anexo.

3.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O estabelecimento da metodologia de análise do potencial de consumo de gás natural nos setores selecionados buscou contemplar simultaneamente a heterogeneidade dos usuários presentes em cada um dos setores avaliados e a instrumentalização da análise de impactos de ações de incentivo sobre este mercado de gás natural. Neste sentido, a primeira delimitação decorre de estabelecer-se a abordagem de potencial conveniente aos propósitos almejados.

A análise preliminar dos setores selecionados expõe a heterogeneidade destes usuários quanto aos seus perfis qualitativos e quantitativos de consumo de energia e impõe a necessidade de avaliação de forma a contemplar esta heterogeneidade, sob pena de registrarem-se resultados que não se relacionem à realidade de cada um dos setores. Dada a existência desta heterogeneidade, os marcados efeitos de escala - especialmente no caso da tecnologia de cogeração – bem como o propósito de avaliar o potencial de penetração do gás natural na matriz energética destes usuários sob uma perspectiva da demanda, há a necessidade de se avaliar o potencial econômico destas alternativas.

Para esta avaliação cabe, ainda, ressaltar a necessidade de desagregação da análise em nível de usuário, decorrente do fato de que a análise agregada das demandas globais de calor, refrigeração e eletricidade de todos os empreendimentos de um setor selecionado não permite capturar a heterogeneidade de consumo de energia em cada empresa o que não se presta de forma conveniente à estimativa de potenciais de mercado. Como desta estrutura de consumo de energia deriva o próprio porte das tecnologias de consumo de gás natural a serem avaliadas, a análise desta heterogeneidade é um imperativo necessário para reduzir eventuais distorções nas duas pontas da análise (demanda, por parte do usuário e oferta, por parte da tecnologia). De

---

que dificulta, a priori, formar-se cenários futuros de preços de transporte. Neste trabalho, assumiu-se que as regras até então estabelecidas pelo órgão regulador serão mantidas pelo mercado.

fato, os efeitos de escala mostram-se bastante importantes principalmente na avaliação de alternativas capital-intensivas alterando, inclusive, as condições de contorno da análise. A preocupação de avaliar-se empreendimento por empreendimento se justifica, no setor industrial, pela existência de grande diversidade de processos de produção com perfis de uso de energia o mais distintos entre si, e no setor comercial, pela variação da complexidade de serviços oferecidos em cada estabelecimento.

Por fim, cabe atentar para a necessidade de interpretação prudente dos resultados obtidos a partir da aplicação da exposta metodologia de análise sobre os setores selecionados. Tais resultados sinalizam estimativas que se situam entre o potencial de econômico e o potencial de mercado, uma vez que não apreende a aversão ao risco de cada um dos usuários, em virtude, principalmente, da ausência de dados disponíveis para internalização desta aversão ao risco no balanço econômico das tecnologias de consumo de gás natural avaliadas como as unidades de cogeração. Em que pese a metodologia de mensuração desta aversão ao risco de desabastecimento sugerida em Szklo et al (2000), identifica-se espaço para o estabelecimento de metodologias de valoração de risco de déficit em cada segmento consumidor de energia. Trabalhos anteriores levantaram inferências qualitativas à percepção de risco de desabastecimento em segmentos tais como o de "*shopping centers*", indústria de bebidas e indústria editorial e gráfica (Tolmasquim et al, 2001), mas ainda se destacam lacunas metodológicas quanto a inferências quantitativas deste risco. A captura de outros fatores tais como propensão ao investimento em tecnologias consumidoras de gás natural, por exemplo, também não é capturada pela corrente metodologia e uma das formas de contornar esta limitação é através da condução de levantamentos de campo, alternativa inviável tanto do ponto de vista do tempo destinado à execução desta pesquisa quanto pela constatação da morosidade ou mesmo inviabilidade na transferência de informações por parte dos setores analisados. Fatores tais como despreparo do usuário para abordar questões energéticas, além de indisposição na cessão de dados individualizados de usuários são as principais barreiras constatadas para a transferência satisfatória de informações energéticas nos segmentos avaliados.

Respeitadas as limitações da metodologia no que tange a uma avaliação de potencial de mercado, ressalta-se a sua adequação aos propósitos aqui definidos, de avaliar o efeito potencializador de ações de incentivo – calcadas predominantemente sobre políticas públicas – sobre o mercado de consumo de gás natural para a indústria química e os segmentos hospitalar do Brasil e hoteleiro da região Sudeste. De fato, a

metodologia atende simultaneamente aos dois desafios expostos no início deste capítulo, permitindo contemplar a diversidade de perfis de consumo de energia e instrumentalizar a análise de políticas de incentivo, que no nosso caso centram-se em políticas de financiamento de equipamentos, políticas fiscais, políticas ambientais e, no caso de unidades de cogeração, no estímulo à venda de excedentes de eletricidade. Ademais, permite contemplar diferentes ambientes macroeconômicos cujo alcance de políticas públicas é sobremaneira limitado. Tal é o caso do nível internacional de preços de petróleo e a taxa de câmbio, embora no caso desta última, sejam possíveis mecanismos de controle, embora às custas de impacto sobre outras variáveis macroeconômicas.[34] Neste sentido, a avaliação de possíveis cenários dentro de uma árvore de possibilidades torna a avaliação mais abrangente. Esta abordagem permite visualizar, por exemplo, o impacto de cenários de preços de petróleo sobre os energéticos concorrentes ao gás natural, variável sobremaneira importante na análise dos investimentos em tecnologias consumidoras de gás natural, posto que a economia operacional devido à troca de energético se constitui na principal receita destes projetos, especialmente em projetos de substituição simples de fontes para geração de calor, onde o peso dos custos operacionais é maior. Ademais, cabe ressaltar o grau de cobertura suficientemente amplo quantos ao ambiente tarifário avaliado, cujo intervalo de variação de tarifa de gás natural varia desde o valor de US$ 3,21/MMBTU a US$ 7,39/MMBTU, por exemplo, acompanhando-se as respectivas variações de preços dos energéticos concorrentes.

A análise do impacto de todas as variáveis açambarcadas na metodologia aqui exposta será o aspecto sobre o qual deter-nos-emos a seguir.

[34] Como a depreciação cambial exprime uma relação entre demanda e oferta de moeda estrangeira, uma possível ação governamental com impacto sobre o fluxo de moeda para o país incide sobre as taxas de juros praticadas no mercado financeiro brasileiro.

4 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA E INDICADORES ENERGÉTICOS NOS SETORES AVALIADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a caracterização dos setores selecionados como "estudos de caso" para a análise de impactos relativos de ações de incentivo e variáveis advindas de condições do macro-ambiente onde se inserem potenciais consumidores de gás natural.

A caracterização de empresas/estabelecimentos pertencentes a estes segmentos constitui a primeira etapa na aplicação da metodologia de análise do impacto de ações de incentivo ao desenvolvimento da demanda de gás natural no Brasil, como exposto no capítulo anterior. De fato, a caracterização de indicadores físicos e de consumo de energia destes consumidores é que permite análise das soluções tecnológicas mais adequadas a cada caso – estabelecida em função de critérios técnicos, econômicos e comerciais.

Dado, pois, ser o objetivo primordial desta tese a análise de impactos derivados de ações de incentivo sobre a viabilização de consumo de gás natural, tais como políticas de financiamento, incentivo a cogeradores e políticas de incentivo fiscal/contábil, inseridas em ambientes variáveis de tarifa de energia, a escolha destes segmentos mostra-se suficientemente emblemática para nossa análise. A seguir, dar-se-á a caracterização dos segmentos aqui analisados.

4.2 A INDÚSTRIA QUÍMICA BRASILEIRA

4.2.1 Introdução

A indústria química caracteriza-se por abranger um grupo bastante heterogêneo de atividades, incluindo empresas pertencentes aos setores de química de base, petroquímica, química fina e fertilizantes, entre outros, mostrando grande interdependência entre si[1]. Além de se tratar um setor de base da economia – do qual dependem, direta ou indiretamente todos os outros setores da economia -, a indústria

química apresenta elevada intensividade em capital, matérias primas e energia (ABIQUIM, 2003a), esta última característica relevante para os propósitos desta tese. Apesar do elevado grau de entrelaçamento da sua produção nos diversos setores da economia de um país industrializado, o grau de visibilidade desta indústria ao consumidor final é bastante limitado, dado que substancial parcela da sua produção destina-se ao suprimento intermediário de outras indústrias seja como matérias primas, seja como intermediários, solventes e aditivos (OIT/DOE, 2000).

No ano de 2002, a indústria química brasileira respondeu por um faturamento líquido de US$ 36,6 bilhões. Ainda, é importante registrar o significativo peso da indústria química na matriz industrial brasileira na formação deste valor agregado. De fato, o setor químico ocupa a segunda posição, respondendo por 12,5% do PIB da indústria de transformação, atrás apenas do setor de alimentos e bebidas, que representa 14,9% do total (ABIQUIM, 2004a).

Do total da capacidade instalada disponível no Brasil em 2003, registrou-se um nível de utilização média em torno de 82%, ou equivalentemente, um nível de ociosidade média da indústria química brasileira em torno de 18%. Analisando-se o desempenho do setor químico quanto à utilização da sua capacidade ociosa, observa-se ser esta bastante sensível a: (1) número de paradas programadas das unidades industriais sejam elas para manutenção preventiva de equipamentos/instalações, sejam elas devido a restrições impostas pelo ambiente, como foi o caso do racionamento de eletricidade imposto pelo governo federal em 2001; (2) redução da atividade econômica do setor devido à desativação/paralisação de unidades industriais em função de oscilações da demanda do mercado por produtos químicos.

Dentre os diversos segmentos que compõe o setor, destacam-se a produção de produtos químicos de uso industrial e o produtos farmacêuticos, que juntos representaram mais de 65% do faturamento líquido da indústria química brasileira em 2002. Como veremos, estes segmentos, embora concentrem parcela substancial do valor agregado gerado pela indústria química brasileira, na realidade tem pequeno impacto sobre o consumo total de energia nesta indústria. Comparativamente aos dados utilizados para inferir o efeito de políticas de incentivo ao consumo de gás, que se

[1] Pode-se citar as indústrias de tintas e vernizes, farmacêutica, têxtil, de artefatos e peças de plástico, a de borracha, a de detergentes, a de corantes e a de defensivos agrícolas, como grandes exemplos de indústrias consumidoras dos produtos da petroquímica, um dos segmentos do setor químico (OIT/DOE, 2000).

referem ao ano de 1999, a participação dos segmentos de produção de produtos químicos de uso industrial e de produção de produtos farmacêuticos não mostrou alteração sensível, uma vez que respondiam juntos por cerca de 64% do faturamento líquido da indústria química brasileira.

Dada a diversidade observada tanto de processos de produção quanto de número de produtos na indústria química, é de se esperar igual heterogeneidade no que tange ao perfil qualitativo e/ou quantitativo de consumo de energia. Desta forma, adquire primordial importância estabelecer-se uma classificação estruturada das empresas que compõe o setor, permitindo, num primeiro momento, estabelecer o perfil de uso de energia em cada segmento da indústria química (estabelecimento do porte e distribuição de demandas energéticas) e a partir desta informação, avaliar as oportunidades de entrada do gás natural na matriz energética da indústria química brasileira, tanto para substituição inter-energéticos quanto para cogeração em regime "*topping* (através da análise das demandas potencialmente substituíveis em cada alternativa de penetração do gás natural). De fato, não é possível o tratamento de aspectos energéticos na indústria química a partir de um conjunto reduzido de indicadores energéticos. Tomando-se como exemplo duas plantas de empresas pertencentes à indústria química, uma planta de produção de etileno caracteriza-se pela maior participação de combustíveis fósseis em sua matriz energética, exibindo os seguintes indicadores de consumo energético (Szklo et al, 2004a): (1) calor: 17,9 GJ/t; (2) eletricidade: 0,9 GJ/t. Por sua vez, o perfil de uso de energia é completamente distinto do apresentado, para o caso de uma indústria de produção de polietileno, à jusante. De fato, para esta indústria, apuraram-se os seguintes indicadores específicos de consumo de energia: (1) calor: 0,7 GJ/t; (2) eletricidade: 2,0 GJ/t.

Apesar da heterogeneidade da indústria química, é possível segmentar-se os indicadores de consumo específico de energia, conforme os processos de produção física adotados nestas indústrias. Adota-se, pois, como "corte metodológico", as características tecnológicas de cada indústria. Uma possível classificação é a adotada em OIT/DOE (2000), onde a indústria química norte-americana é dividida em cinco grandes cadeias de derivados químicos: etileno, propileno, BTX (benzeno-tolueno-xileno), fertilizantes e cloro-álcalis. A justificativa para tal segmentação, no caso da indústria norte-americana, é que, somadas estas cinco cadeias de derivados e a cadeia de derivados de butadieno, foi possível cobrir-se a maior parcela do consumo energético da mesma nos EUA em 1997. Assim, adotou-se como ponto de partida para a análise da

indústria química brasileira, a mesma segmentação adotada em OIT/DOE (2000) - excluindo-se a cadeia de derivados de butadieno – sendo que a checagem posterior da validade da segmentação adotada como ponto de partida também mostrou-se capaz de abarcar parcela substancial do consumo energético desta indústria no Brasil, a exemplo do ocorrido para a indústria química norte-americana, como veremos adiante. À segmentação adotada associam-se dados de produção física e consumo energético disponíveis para a indústria química brasileira obtidos a partir de publicações da Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM).

Além das cadeias citadas, como forma de ampliar a base de análise no caso da indústria química brasileira, agregaram-se informações acerca de outros importantes segmentos da indústria química tais como a produção de especialidades químicas (aditivos de uso industrial, corantes e pigmentos, farmoquímicos, produtos de química fina em geral) e a produção de elastômeros, representando uma ampliação da classificação adotada em OIT/DOE (2000). Em síntese, a classificação adotada para as empresas integrantes do setor químico brasileiro envolveu: (1) cadeia de derivados do etileno; (2) cadeia de derivados do propileno; (3) cadeia de derivados de BTX; (4) cadeia de intermediários para fertilizantes; (5) cadeia do cloro-álcalis; (6) produção de especialidades químicas (química fina) e; (7) produção de elastômeros. O objetivo primordial da extensão dos grupos de produtos visa tão somente abranger o maior número possível de produtos e processos dentro de cada grupo, de acordo com a disponibilidade de dados estatísticos e tecnológicos no país. Em linhas gerais, buscou-se abranger o maior número possível de produtos e processos dentro de cada grupo, de acordo com a disponibilidade de dados estatísticos e tecnológicos. Para tal, realizou-se o levantamento de dados tecnológicos e energéticos de 41 diferentes produtos, que foram, por fim, classificados dentro dos 7 diferentes grupos (ou segmentos) do setor químico brasileiro. No total, o levantamento aqui realizado respondeu por 78% do consumo energético da indústria química brasileira em 2000, fornecido pelo Balanço Energético Nacional de 2001 e por 83% da produção física deste setor, fornecida pela Associação Brasileira de Indústrias Químicas para o ano base 2000.

Estabelecida a classificação/segmentação das indústrias integrantes do setor químico brasileiro, buscaram-se, então, informações acerca do desempenho energético dos processos de produção empregados para produzir estes derivados e a partir destes, estabelecer o perfil qualitativo e quantitativo médio de consumo de energia de cada planta de produção no Brasil, de modo a permitir uma avaliação "*bottom up*" da

viabilidade econômica do uso do gás natural para cogeração em regime "*topping*" e substituição térmica, em análises excludentes entre si[2]. Finalmente, são, ainda, utilizados índices de consumo energético específico mínimo, existentes na literatura especializada internacional para alguns produtos ou processos químicos[3]. Estes índices estão, em grande extensão, relacionados à alternativa de otimização da rede de integração energética de uma planta química. Esta otimização permite reduzir a demanda de utilidades da planta química, através de medidas tais como uso de redes de trocadores de calor, bombas de calor e o aproveitamento de correntes gasosas de alta pressão para expansão e geração de potência e possuem impacto direto na magnitude do potencial existente para consumo de gás natural na indústria química brasileira.

A caracterização das grandes cadeias de derivados químicos empregadas para análise do potencial técnico e econômico de entrada do gás natural com fins energéticos na indústria química brasileira é extensivamente delineada em Tolmasquim et al (2003a) e ao leitor interessado em detalhes maiores, recomenda-se consultar esta referência.

4.2.2 Indicadores globais de consumo energético da indústria química brasileira

No cenário nacional, a indústria química respondeu, em 2002, por aproximadamente 10,3% da demanda energética total do setor industrial com um total de 6.357 toneladas equivalentes de petróleo, enquanto que no ano de 2003, observou-se uma queda desta participação, sendo equivalente a 9,8% do total de consumo de energia do setor industrial brasileiro (MME, 2003). A análise deste comportamento torna-se essencial para a melhor aferição quanto à magnitude de penetração do gás natural na

---

[2] Isto porque a análise das alternativas de penetração do gás natural nos segmentos/setores avaliados baseia-se no atendimento integral da demanda térmica da indústria.

[3] Em OIT/ORNL (2000) consideram-se cinco níveis possíveis de requisitos energéticos para a produção de cada produto, indo desde o caso-base (nível 0) até a própria redefinição do processo principal de produção (nível 5). Adotou-se aqui uma ótica mais conservadora quanto às possibilidades de ganhos de eficiência possíveis no curto/médio prazo, que se restringem em sua maioria à otimização da rede de integração energética existente para o caso-base, considerando-se alternativas que permitam reduzir a demanda de utilidades da indústria em questão, tais como: uso de redes de trocadores de calor, bombas de calor e o aproveitamento de correntes gasosas de alta pressão para expansão e geração de potência. Como se observa, as hipóteses adotadas não implicam que o uso eficiente de energia esteja condicionado à transformação estrutural do processo de produção, isto é, mudança da tecnologia química, o que reforça o caráter conservador da ótica adotada para eficientização do processo de produção.
Ao se assumir estas hipóteses, entretanto, assume-se implicitamente que a indústria química brasileira é capaz de reduzir o seu consumo para geração de vapor, em média, em níveis similares àqueles observados para a indústria norte-americana. Além disso, isto implica assumir-se que as condições econômicas de viabilização destes sistemas observadas nos EUA são reprodutíveis nas condições brasileiras.

indústria química brasileira. Como já asseverado anteriormente, a heterogeneidade deste setor tanto pela quantidade de produtos produzidos quanto pelos diversos processos de produção torna a tarefa de analisar de forma desagregada seu consumo de energia bem mais complexa do que para outros segmentos da produção industrial, como por exemplo, é a produção de cimento portland ou a indústria siderúrgica.

A abordagem deste problema normalmente é conduzida através da análise das cadeias de produção mais energo-intensivas dentro da indústria química e cujos produtos principais permeiam a atividade de produção de uma série de compostos químicos, com a mais variada aplicação dentro da economia. Assim, a produção de etileno, importante para obtenção de polietileno e policloreto de vinila (PVC), dois dos mais importantes polímeros empregados na atualidade, responde por importante parcela da produção física total da indústria química mundial e brasileira, além de responder por significativa parcela do consumo total de energia.

De fato, esta é a abordagem adotada em diversos estudos internacionais (Worrell et al, 2000; OIT/DOE, 2000; OIT/ORNL, 2001) e corresponde à adotada aqui. Para esta finalidade, o setor químico é dividido em sete grandes segmentos de produção: cadeia de produção de derivados de etileno, cadeia de produção de derivados de propileno e cadeia de produção de derivados de BTX, cadeia de produção de intermediários para fertilizantes, segmento soda-cloro, segmento química fina e segmento elastômeros. A fim de aferir a representatividade do estudo, o elevado grau de correlação existente entre a identificação físico-energética de processos químicos de produção, realizados nesta tese (tabela 4.1). Adicionalmente, na tabela 4.2, podemos acompanhar os indicadores de relevância desta abordagem para a indústria química brasileira, que possibilitar cobrir cerca de 85% da produção física total desta indústria, bem como algo entre 62% e 75% do consumo total de energia na mesma (comparativamente aos dados do balanço energético nacional para esta indústria).

Tabela 4.1: Grau de utilização dos processos principais de produção de derivados químicos na indústria química brasileira.

Produto	Processo principal	% da produção que utiliza o processo principal
Etileno	Pirólise	Nafta 100%
Polietileno	Polimerização do eteno	100%
Dicloreto de etileno	Reação cloro-eteno	100%
PVC	Cloreto de vinila	100%
Óxido de etileno	Oxidação do eteno com ar	100%
Etileno	Hidratação do óxido de etileno	100%
Tereftalato de polietileno	Polimerização por condensação do TPA	83%
Ácido acético	Processo Monsanto	39%
Etilbenzeno	Alquilação do benzeno	100%
Poliestireno	Polimerização do estireno	100%
Propileno	Reforma de vapor	Nafta – 94%; Corrente C_3 – 6%
Polipropileno	Polimerização de propeno	100%
Óxido de propileno	Peroxidação/ reação cloro / propileno	n.d.
Acrilonitrila	Amoxidação da amônia com propileno	100%
Fibras acrílicas	-	n.d.
Fibras de polipropileno	polipropileno	100%
Fenol	Hidroperoxidação do cumeno	99%
Acetona	Hidroperoxidação do cumeno	100%
Cumeno	Alquilação do benzeno	100%
Benzeno	Reforma catalítica	Nafta – 100%
Tolueno		Nafta - 98%; Gasóleo – 1%; Subproduto – 1%
Xileno	Reforma catalítica	Nafta – 100%
Ciclohexano	Hidrogenação do benzeno	99%
Caprolactma	Oximação de ciclohexanona	100%
Nylon-6	Reação de caprolactama	100%
Nylon-6,6	Reação HMDA/ácido adípico	100%
Ácido Tereftálico	Oxidação do p-xileno	100%
Anidrido maleico	Oxidação do benzeno/n-butano	100%
Ácido adípico	Oxidação de óleo KA	100%
Amônia	Processo Haber	99%
Ácido nítrico	Oxidação catalítica da amônia	100%
Nitrato de amônio	Reação ácido nítrico/amônia	100%
Uréia	Reação amônia/dióxido de carbono	100%
Sulfato de amônio	Reação ácido sulfúrico/amônia	100%
Ácido sulfúrico	Oxidação do enxofre	100%
Ácido fosfórico	Processo úmido	100%
Fosfato de amônio	Reação entre ácido fosfórico e amônia	100%
Superfosfatos	Rochas fosfáticas	n.d.
Cloro/soda	Eletrólise de água/cloreto de sódio	100%

Fonte: Elaborado a partir de ABIQUIM (2003a) e ABIQUIM (2001)

Tabela 4.2: Estrutura de consumo energético da indústria química brasileira de acordo com a classificação em segmentos adotada (2002).

Cadeia/segmento	% na produção física total da indústria química	% no consumo total de energia[1]
Etileno	19,7%	23,2%-31,0%
Propileno	7,8%	5,1%-5,6%
BTX	6,3%	4,3%-5,7%
Intermediários para fertilizantes	41,5%	18,4%-20,7%
Cloro-álcalis	6,1%	6,2%-7,5%
Elastômeros	1,0%	2,6%-2,6%
Química fina	3,0%	2,1%-2,1%
Total	**85,3%**	**61,9%-75,3%**

Fonte: Elaborado a partir de ABIQUIM (2003a), ABIQUIM (2003b), ABIFINA (2002), ABRAFAS (2002), OIT/DOE (2000), OIT/ORNL (2001), ABIQUIF (2002), SINDUSFARMA (2002), ABIFARMA (2003) e ANDA (2003)

Como podemos observar da tabela anterior, os três segmentos mais intensivos no consumo de energia total são a cadeia de produção de derivados de etileno, de intermediários para fertilizantes e soda/cloro, respondendo entre 49,7%-59,2% do total de energia demandada pela indústria química brasileira. Observa-se, neste caso, uma estrutura industrial bastante similar àquela observada nos Estados Unidos, onde também são estes os segmentos responsáveis pela maior parcela de consumo de energia no setor químico (Worrell et al, 1995). Ainda sobre estas cadeias de produção da indústria química brasileira, na cadeia de derivados do etileno destaca-se, marcadamente, o consumo de energia para a produção de etileno (em média, 53% do total da cadeia). Por sua vez, na cadeia de intermediários para fertilizantes, as seguintes indústrias são mais representativas para o consumo total de energia: (1) amônia: 52,7%; (2) ácido fosfórico: 22,6%; (3) superfosfatos: 12,9%.

Ao se desagregar o consumo de energia em parcelas devido ao consumo de calor, a cadeia de produção de derivados de etileno e de intermediários para fertilizantes respondem pela maior parcela do consumo total apurado para a indústria química, respondendo entre 46,9-58,4% deste total. Ao agregar-se a estes resultados as demais cadeias de derivados petroquímicos, chega-se a um valor entre 57-71% da demanda industrial de calor nesta indústria. Quanto ao uso de eletricidade, além da derivados de etileno e intermediários para fertilizantes, também a cadeia de produção de soda/cloro

apresenta importante participação. De fato, devido ao uso intensivo de eletricidade para o processo eletroquímico, a produção de cloro-álcalis demanda, em média, 19% de toda a eletricidade utilizada no setor químico (tabela 4.3). Esta alteração relativa de posições no "*ranking*" dos subsetores mais energo-intensivos reflete, também, as diferentes razões potência/calor dos diversos processos, sumarizadas na tabela 4.4.

Tabela 4.3: Estrutura desagregada de consumo energético da indústria química brasileira para os produtos/processos analisados – representatividade no consumo de calor e eletricidade (2002).

Cadeia/segmento	Eletricidade	Calor
Etileno	8,6%-12,8%	27,5%-36,5%
Propileno	3,4%-3,6%	5,6%-6,3%
BTX	2,6%-3,2	4,9%-6,5%
Intermediários para fertilizantes	15,0%-16,6%	19,4%-21,9%
Cloro-álcalis	16,8%-19,1%	3,0%-4,1%
Elastômeros	2,0%	2,8%
Química fina	2,1%	2,1%
Total	**50,5%-59,2%**[1]	**65,3%-80,1%**[1]

Nota: 1- Comparativamente aos dados disponíveis pelo balanço energético nacional de 2003 com ano-base 2002.

Fonte: Elaborado a partir de ABIQUIM (2003a), ABIQUIM (2003b), ABIFINA (2002), ABRAFAS (2002), OIT/DOE (2000), OIT/ORNL (2001), ABIQUIF (2002), SINDUSFARMA (2002), ABIFARMA (2002) e ANDA (2003)

Tabela 4.4: Razão potência/calor para a produção de diversos produtos químicos a partir dos processos de produção apresentados.

Produto	Mínimo	Médio	Produto	Mínimo	Médio
Ácido acético	0,066	0,066	Etilenoglicóis	0,335	0,353
Ácido adípico	0,111	0,111	Fenol/Acetona	0,052	0,053
Ácido fosfórico	0,459	0,351	Fibras acrílicas	0,095	0,116
Ácido nítrico	0,009	0,011	Fibras de polipropileno	0,192	0,192
Ácido sulfúrico	1,049	0,933	Fosfato de amônio	0,382	0,340
Ácido tereftálico[1]	0,858	0,535	Nitrato de amônio	0,333	0,432
Acrilonitrila	0,247	0,219	*Nylon*-6	0,160	0,142
Amônia	0,082	0,082	*Nylon*-6,6	0,234	0,234
Anidrido acético[1]	0,067	0,050	Óxido de etileno	0,400	0,406
Anidrido maleico[1]	0,270	0,201	Óxido de propileno	0,247	0,219
BTX	0,067	0,069	Policloreto de vinila	0,291	0,259
Caprolactama[1]	0,075	0,076	Poliésteres	0,103	0,103
Carbonato de sódio	0,044	0,039	Poliestireno	0,064	0,066
Ciclohexano	0,106	0,094	Polietileno	2,867	2,901
Cloro/Soda cáustica	2,094	1,704	Polipropileno	0,578	0,586
Cumeno	0,009	0,016	Propileno	0,246	0,219
Dicloreto de etileno	0,137	0,122	Sulfato de amônio	0,247	0,220
Etilbenzeno	0,035	0,031	Superfosfatos	0,972	0,972
Etileno	0,053	0,053	Uréia	0,037	0,144

Notas: 1- Para estes compostos, outros valores obtidos a partir de OIT/ORNL (2001): (a) anidrido acético: 0,0745; (b) anidrido maleico: 0,2336; (c) caprolactama: 0,0571 e; (d) ácido tereftálico: 0,1679.

Fonte: Elaborado a partir de ABIQUIM (2003a), ABIQUIM (2003b), ABIFINA (2002), ABRAFAS (2002), OIT/DOE (2000), OIT/ORNL (2001) e ANDA (2003)

Processos de produção que apresentem razão potência/calor menores, isto é, cuja perfil de consumo se apresente mais termo-intensivo tendem a ser melhores candidatos à cogeração dentro de uma filosofia de atendimento à paridade térmica, no caso da instalação de uma unidade de cogeração para atendimento de suas demandas energéticas. Dependendo da característica tecnológica do equipamento adotado para esta unidade, tender-se-á produzir excedentes elétricos, que dependem hoje, basicamente, de um processo de livre negociação entre os agentes para sua viabilização comercial a outros usuários, o que tende a refletir toda a assimetria de condições que o mercado apresenta. Por sua vez, usuários cujo perfil de demanda energética seja mais eletrointensiva, como é o caso da produção de soda/cloro, a solução que adota a

cogeração tende a ser menos interessante do ponto de vista energético, embora o atendimento prioritário das cargas elétricas, mesmo com a rejeição de calor ao ambiente, possa gerar resultados econômicos favoráveis. Mundialmente, as indústrias com maior capacidade instalada de cogeração pertencem à produção de plásticos e resinas (por exemplo, PET e PVC), produtos orgânicos, produtos inorgânicos e intermediários para fertilizantes (OIT/DOE, 2000). Como podemos observar na tabela 4.4, tratam-se de setores com reduzida razão potência/calor.

Finalmente, no que tange à representatividade da abordagem aqui realizada, cabe reforçar o grau de cobertura dos produtos/processos analisados quanto ao consumo total de energia pela indústria química brasileira. A diferença de consumo de energia não coberta por esta abordagem (algo entre 25-38% do total do consumo de energia desta indústria) é atribuível à indisponibilidade de dados de alguns importantes segmentos industriais como, por exemplo, produção de gases industriais, bem como outros segmentos de produção cujos dados estatísticos não estão disponíveis. Tal fato sinaliza ao mesmo tempo que a análise completa do setor não é possível e atenta para a necessidade de construção de bases de dados energéticos mais sólidas tanto para a indústria química, quanto para outros setores de consumo no Brasil.

Um outro aspecto relevante a ser registrado refere-se ao perfil regional diferenciado da demanda de energéticos, entre alguns estados da federação. De acordo com ABIQUIM (2003b), os estados de São Paulo e Bahia conjuntamente, responderam em 2002, por cerca de 70% do consumo total de energia para a indústria química, incluída neste total a demanda de combustíveis e eletricidade. O estado responsável pela maior demanda de energéticos na indústria química é a Bahia, devido ao grande peso do consumo de combustíveis para esta indústria. Segundo a ABIQUIM (2003b), o consumo de combustíveis responde por aproximadamente 79% da demanda total de energia do setor químico brasileiro, sendo o estado da Bahia o maior consumidor individual desta forma de energia (37,2%), seguido pelo estado de São Paulo, que apresenta perfil de predominância do consumo de eletricidade, como podemos ver pela sua "razão potência/calor" estadual global (tabela 4.5).

O perfil energético do setor químico na Bahia deve-se às importantes capacidades de produção de derivados petroquímicos localizadas neste estados, como, por exemplo, referentes à produção de etileno (ABIQUIM, 2003a). Na região Sudeste, a participação destas plantas de petroquímicos básicos (com perfil mais termo-intensivo) é sobremaneira reduzida comparativamente ao estado da Bahia. Adicionalmente,

também é significativo na Bahia o uso de gás natural como matéria prima e energético (em torno de 2,1 vezes o consumo observado no estado de São Paulo).[4]

Com relação aos energéticos substitutos, a região Sudeste mostra-se especialmente atrativa para substituição de óleos combustíveis, lenha, GLP e querosene. Segundo dados elaborados a partir de ABIQUIM (2003b), a seguinte participação da região Sudeste no cenário nacional foi observada: (1) óleo combustível ATE: 57,3%; (2) óleo combustível BTE: 73,8%; (3) lenha: 8,5%; (4) GLP: 58,0% e; (5) querosene: 88,5%. Nas demais região do país, destaca-se a Bahia, na Região Nordeste, responsável por aproximadamente 57% do consumo nacional de óleos combustíveis e GLP, conjuntamente. Para a substituição de carvão, quando aplicável, o estado do Rio Grande do Sul é o único usuário desta fonte energética e a competição interenergética deve estar atenta à vantagem competitiva relativa ao transporte que a utilização de carvão possui nesta região.

Em termos do balanço de energia útil regionalizado, vale notar as diferenças existentes entre os estados da federação quanto ao emprego de fontes energéticas para fornecimento de energia térmica, uso onde se concentram as oportunidades para penetração do gás natural. O estado do Rio de Janeiro, detentor das maiores reservas de gás natural do país, utiliza o gás natural para fins de fornecimento de energia térmica em proporção maior do que a empregada no Estado de São Paulo. Dos estados que compõe a região Sudeste, o estado do Espírito Santo é aquele que apresenta a maior proporção de uso do gás natural para geração de calor tendo, entretanto, pequeno peso na demanda total de energia da região.

Por fim, é importante observar a tendência continuada observada nos últimos anos, de substituição do óleo combustível na indústria química brasileira, a partir da penetração maior do gás natural e combustíveis residuais. De fato, desde 96, este consumo vem recuando, quando se situava na 1,5 milhão de toneladas/ano, atingindo a valor aproximado de 779 mil toneladas em 2002, ou seja, redução de aproximadamente 50% (ABIQUIM, 2003b).

---

[4] No que tange ao consumo de gás natural, cerca de 30% do uso como combustível localiza-se no estado de São Paulo contra 42% para o estado da Bahia. Por sua vez, a demanda de gás natural como matéria prima na Bahia representa 48% da demanda nacional para este uso, contra apenas 0,6% no estado de São Paulo. No estado do Rio de Janeiro, por sua vez, este uso responde por aproximadamente 18% da demanda nacional total como matéria prima.

Tabela 4.5: Representatividade do consumo de energia de combustíveis e elétrica por unidade da federação no ano de 2002.

Unidade federativa	Consumo total	Eletricidade	Combustíveis
Espírito Santo	0,64%	2,35%	0,06%
Minas Gerais	3,87%	12,34%	1,00%
Paraná	3,77%	2,14%	4,32%
Rio de Janeiro	4,12%	7,57%	2,94%
Rio Grande do Sul	8,34%	10,28%	7,68%
Santa Catarina	0,00%	0,00%	0,00%
São Paulo	32,87%	31,44%	33,35%
Alagoas	3,38%	8,15%	1,76%
Amazonas	0,04%	0,11%	0,02%
Bahia	37,20%	21,02%	42,70%
Ceará	0,00%	0,01%	0,00%
Goiás	0,77%	1,18%	0,63%
Pará	0,00%	0,00%	0,00%
Pernambuco	1,88%	2,14%	1,79%
Sergipe	3,12%	1,27%	3,75%
Total	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Fonte: elaborado a partir de ABIQUIM (2003b)

4.3 O SETOR HOSPITALAR BRASILEIRO

4.3.1 Introdução

A caracterização do setor hospitalar brasileiro aqui delineada segue, *strictu sensu*, a delimitação teórica apresentada em Szklo et al (2004b). A definição destes tipos de estabelecimento pode ser dada segundo Neto (2000), que os define como o tipo de estabelecimento de saúde com "caráter específico de ofertar leitos para internação de pacientes". Esta delimitação é importante para o estudo em questão, uma vez que a potencialidade de penetração do gás natural no setor hospitalar brasileiro e o estudo em questão foca exclusivamente naqueles estabelecimentos classificáveis como hospitais, excluindo-se, portanto, postos de saúde e ambulatórios.

Diferentemente do constatado para a análise da indústria química – onde os seus indicadores específicos de consumo energético, embora condicionados ao padrão de uso desta energia e parâmetros operacionais, tem delimitação essencialmente ligada a condicionantes tecnológicos – no caso de hospitais não existe, *a priori*, este

condicionante tecnológico. De fato, o que se observa é uma ampla diversidade destes estabelecimentos quanto ao perfil qualitativo e quantitativo de serviços disponibilizados aos seus pacientes, o que se reflete diretamente nos padrões de consumo de energia.

A distribuição de leitos em hospitais brasileiros é, neste sentido, bastante ilustrativa quanto a esta heterogeneidade. A importância de atentar para este aspecto deve-se ao fato que um importante indicador de consumo de energia relaciona-se ao número de leitos disponíveis em um hospital. A simples diferenciação numérica já implica em distinções quanto ao porte para as possíveis tecnologias consumidoras de gás natural a serem avaliadas aqui, especialmente no caso de cogeração. Como veremos, ainda, além da distinção quantitativa quanto ao número de leitos, esta variável também carrega distinções no perfil qualitativo do uso de energia, o que é bastante relevante na avaliação do perfil de carga a ser atendida e das tecnologias consumidoras de gás aplicáveis a cada caso.

4.3.2 Caracterização geral do setor hospitalar brasileiro e perfil de consumo de energia

Comparativamente a outras instalações do setor terciário e, alguns casos, a algumas plantas industriais, o consumo de energia em hospitais mostra-se significativo e estes caracteristicamente demandam grande continuidade no seu fornecimento de energia. Este perfil de uso de energia em hospitais é especialmente importante no estudo de entrada de centrais de cogeração nestes estabelecimentos, uma vez que o conjunto de alguns dos serviços energéticos demandados em um hospital de grande porte brasileiro sinalizam a atratividade prévia de sistemas de cogeração baseados no uso de motor a gás (Tolmasquim et al, 2003a; Szklo et al, 2004b):[5]

- Consumo de energia elétrica para diversos fins cativos: iluminação, equipamentos médico-hospitalares, motores em sistemas de bombeamento, ventilação e deslocamento, entre outros;
- Nível de conforto mínimo que assume o condicionamento das áreas de uso comum do prédio, com elevada demanda de condicionamento ambiental;

[5] Motores a gás se destacam como tecnologia de geração de combinada de energia em hospitais devido à sua eficiência para operações em carga parcial e sua disponibilidade a baixas potências. A sua

- Existência de central de compressão de ar para produção de oxigênio medicinal, para hospitais de grande porte, em geral com operação constante, em geral, 24 h/d e 7 d/semana;
- Produção de água destilada, na maioria dos hospitais de grande porte, operando 7 dias por semana, acima de 16 horas por dia;
- Significativo consumo de água quente para os usos "esterilização" e "higienização"; neste último, utilizam-se normalmente "*boilers*" e chuveiros elétricos (em maior escala), mesmo em hospitais de grande porte[6];
- Operação contínua e cargas elétricas e térmicas não desprezíveis que têm comportamento mais regular do que o apresentado pela grande maioria dos empreendimentos do setor terciário da economia.

Adita-se a estes aspectos, a relevância do consumo de vapor para cocção e esterilização (parcela considerável da demanda térmica de hospitais), que pode ser associado ao sistema de cogeração de um hospital de grande porte brasileiro, mas não deve ser determinante para sua potência, por se caracterizarem em demandas de curta duração ou intermitente (Neto, 2000). Esta afirmação decorre do fato que, normalmente, o dimensionamento de sistemas de cogeração em hospitais seguir a filosofia de paridade elétrica.[7] Para a maioria dos mercados-alvo neste segmento há uma razoável compatibilização entre as razões potência-calor ofertadas pelos sistemas de cogeração e demandadas pelos hospitais (EIA, 2000). Ademais, é de extrema relevância para projetos que considerem a implantação de sistemas de cogeração, a percepção de risco de abastecimento bem como da qualidade deste serviço[8]. De fato, para estabelecimentos hospitalares que realizam serviços médico-hospitalares de elevado grau de complexidade, a instabilidade e baixa qualidade do fornecimento pode causar grandes

---

desvantagem principal (geração de calor de baixa qualidade) não afeta o seu uso para hospitais (Szklo et al, 2004b).

[6] Mais de 5% do consumo elétrico se destina ao aquecimento de água para banho em hospitais de grande porte.

[7] Este princípio também foi adotado pelo CHPClub (2001) para dimensionamento de motor a gás para atendimento da demanda elétrica de base de um hospital na Inglaterra, com 400 leitos e demanda elétrica de base de 300 kWe. Neste estudo, considera-se também um motor a gás dimensionado para atender o pico da demanda elétrica (650 kWe) e com operação modulada durante o ano (isto pode ser feito sem grande prejuízo para eficiência do motor). Como informação adicional, em pesquisas de campo realizadas em Tolmasquim et al (2002), os entrevistados manifestaram sua expressa priorização ao atendimento de cargas elétricas, principal insumo dos equipamentos médico-hospitalares encontrados nestes estabelecimentos.

problemas, seja devido à possibilidade de interrupção de procedimentos cirúrgicos em andamento, seja por possíveis danos causados aos equipamentos médico-cirúrgicos empregados em estabelecimentos médico-hospitalares deste tipo (Cellia, 2001). Assim, a preocupação com a qualidade do suprimento de energia tem o caso do Vitória *Apart* Hotel como exemplo do efeito potencializador de desenvolvimento da demanda de gás natural através de sistemas de cogeração. Maior a percepção de risco de desabastecimento e de redução da qualidade deste fornecimento, bem como do grau dos impactos correspondentes, tanto maior a propensão do usuário final em usufruir de um sistema de cogeração, tornando-o menos vulnerável a eventos externos relacionados ao setor energético.

Além da possibilidade, em hospitais de grande porte, da implementação de sistemas de cogeração, existe a alternativa de aumento do consumo de gás natural em hospitais, de um modo geral. Isto, desde que os clientes potenciais avaliem adequadamente a conveniência de substituição interenergéticos e haja disponibilidade de gás natural para as suas instalações nas condições adequadas, por exemplo, adequada pressão de gás natural para a alimentação dos equipamentos consumidores de gás natural. Quando existe disponibilidade de gás natural e o seu preço se mostra competitivo, deve-se considerar as alternativas descentralizadas de geração de calor. Assim, uma alternativa à instalação de uma rede de distribuição de vapor é a instalação de uma rede interna de distribuição de gás de média pressão, que tem instalação mais fácil e apresenta maior densidade energética. Enquanto um sistema centralizado de geração de calor tem que atender à temperatura máxima do equipamento consumidor com maior demanda de calor de maior qualidade, o sistema descentralizado pode adequar-se à temperatura de cada equipamento consumidor. A supressão da geração centralizada e da rede de distribuição de vapor minimiza as perdas relativas aos processos de troca térmica, graças às tecnologias de aquecimento direto que podem ser empregadas na geração descentralizada com queima de gás natural (Neto, 2000).

No que se refere ao consumo de energia em uma instalação hospitalar, interessante notar a existência de diversas oportunidades de aumento de eficiência energética, localizando-se principalmente nos sistemas de ar condicionado e produção de frio, aquecimento de água, produção e distribuição de vapor no serviço, instalações elétrica de equipamentos hospitalares, iluminação e gerenciamento e controle de perfis

---

[8] Considerando aspectos tais como número e duração das interrupções do fornecimento de eletricidade,

de consumo e curvas de carga (Neto, 2001). Apesar desta constatação, nota-se que estas oportunidades não se concretizam devido a uma série de barreiras tais como (Neto, *op.cit.*):

1. Escassez de recursos financeiros para investimento;
2. Priorização na preocupação com o funcionamento de novos equipamentos em instalações já existentes;
3. Nível de profissionalização da administração hospitalar que desconsidera aspectos ligados ao uso de energia;
4. Desinformação, em geral, das equipes de engenharia de hospitais para alternativas de utilização eficiente de energia nestes estabelecimentos[9];
5. Baixo nível de comprometimento dos usuários quanto à conservação de energia;
6. Valorização exclusiva do serviço de saúde em detrimento de análises de viabilidade técnico-econômica.

Constata-se serem as instalações hospitalares um conjunto bastante heterogêneo e abrangente de consumidores de energia e esta diversidade manifesta-se segundo o porte do estabelecimento, o número de leitos e a área construída, o padrão de uso da energia e a eficiência dos equipamentos empregados em cada uso final. O padrão de consumo de energia elétrica nas instalações hospitalares e o serviço final prestado variam consideravelmente entre os diversos estabelecimentos, segundo o tipo de atendimento prestado, o número de leitos, a complexidade dos serviços e a área construída (Tolmasquim et al, 2002). Apesar desta heterogeneidade, é possível identificar-se a existência de um determinado padrão de consumo energético em hospitais brasileiros. Por exemplo, em estabelecimentos de pequeno porte, a geração térmica para cocção baseia-se no consumo de GLP para aquecimento direto, enquanto que em unidades de maior porte, comumente verifica-se a existência de sistemas de geração de vapor centralizados, para atendimento das demandas térmicas. O óleo combustível (do tipo BPF), por sua vez, é o energético predominantemente empregado

---

quantidade de sobre-picos de tensão etc.

[9] De fato, constatou-se pouca informação nas pesquisas de campo realizadas em Tolmasquim et al (2002), excetuando-se o caso do hospital universitário da UFRJ, quanto a alternativas tecnológicas para suprimento de energia, oportunidades de redução de consumo de energia no hospital, conhecimento das características técnicas específicas dos equipamentos existentes no próprio hospital e possíveis arranjos tarifários mais favoráveis para o hospital.

nestes sistemas.[10] O óleo diesel, finalmente, somente é consumido por motores alternativos de geração de emergência, sendo, portanto, pouco representativo no consumo total de energia de hospitais.

Por sua vez, o uso de eletricidade em estabelecimentos hospitalares brasileiros inclui a iluminação, condicionamento de ar (seja central ou individual), funcionamento de equipamentos médicos, bombeamento e aquecimento de água. Especificamente, os sistemas de climatização normalmente respondem pela maior parcela do consumo de eletricidade em hospitais brasileiros, mesmo naqueles de menor porte ou de menor conforto proporcionado a seus usuários (aqui quantificado com base na menor capacidade instalada de condicionamento por área construída), pois nestes hospitais predominam aparelhos de ar condicionado tipo "janela". Não existe, entretanto, um padrão uniforme de demanda de condicionamento seja por questões ligadas a diferentes condições ambientais demandadas para o ar condicionado conforme a unidade hospitalar, o que faz com que o controle de temperatura seja localizado[11], seja devido a questões arquitetônicas da unidade hospitalar (orientação espacial da unidade) ou parâmetros de taxa de troca de ar de cada espaço físico do hospital entre si e com o meio externo.

Por fim, como um todo, os usos finais "aquecimento de água", "condicionamento de ar" e "iluminação" respondem por algo entre 50 e 90% do consumo total de eletricidade em hospitais brasileiros (Tolmasquim et al, 2003a). Em face ao dito até aqui, a existência de alguns padrões comuns de uso de energia, conjugada à heterogeneidade destes usos sugere que o tratamento mais adequado para a avaliação de potencial de penetração de gás natural no setor hospitalar, seja realizado a partir do estabelecimento indicadores físicos que possam estabelecer margens seguras de inferência tanto para o perfil qualitativo quanto quantitativo na amostra de hospitais analisados. Esta necessidade relaciona-se, pois, diretamente aos objetivos de análise econômica do potencial de consumo de gás natural, uma vez que o porte destas demandas influencia significativamente o desempenho econômico dos usos avaliados,

---

[10] O uso de combustíveis foi verificado neste trabalho em unidades hospitalares com mais de 100 leitos, embora algumas com menos de 200 leitos tenham, salvo para o GLP, apresentado consumo exclusivo de energia elétrica.

[11] Por exemplo, salas cirúrgicas necessitam normalmente de temperaturas na faixa entre 18 e 22 ^{o}C e umidade relativa de 60%, enquanto áreas de circulação do hospital podem ser mantidas a 24-26°C (Elsafty & Al-Daini, 2002).

especialmente na instalação de sistemas de cogeração. Este será o tema abordado a seguir.

4.3.3 Metodologia de elaboração de indicadores físico-energéticos e tipologias de consumo energético no setor hospitalar brasileiro

A elaboração dos indicadores de consumo de energia em hospitais brasileiros realizada em Tolmasquim et al (2003a) e Szklo et al (2004b), partiu da base de dados desagregados de hospitais brasileiros, não identificados, oriundos da Pesquisa de Assistência Médico-Sanitária do IBGE (1999), que dispunham de dados tais como:

- Unidade da federação onde se localiza o hospital;
- Propriedade do hospital (público ou não);
- Tipo de convênio existente entre os pacientes e o hospital (prestação de serviços ao SUS, a convênios específicos e/ou a particulares);
- Área total construída (m^2);
- Especificidade da edificação;
- Número total de leitos disponíveis no hospital (tanto em termos gerais quanto para CTI);
- Dados de infra-estrutura geral (número de enfermarias de menos de 2 leitos, número de enfermaria de mais de 3 leitos, número de consultórios médicos, existência ou não de lavanderia e de central de esterilização, quantidade de aparelhos de ar condicionado central, de grupos geradores, de usinas de O_2, de autoclaves e de estufas);
- Dados de infra-estrutura médica (realização ou não de serviços de alta complexidade, o número de aparelhos de ressonância, de mamógrafos com estereotaxia, de RX para densitometria óssea, de RX hemodinâmica, de tomógrafos);
- Número de internações anuais do hospital.

As informações acima permitem, uma vez estabelecida uma tipologia de hospitais brasileiros quanto ao seu consumo energético e grau de complexidade dos serviços médico-hospitalares oferecidos, realizar o a classificação destes estabelecimentos em cada uma das tipologias adotadas. Isto significa estabelecer a tipologia e a partir dos dados disponíveis para o universo de hospitais brasileiros, classificá-los em alguma das tipologias estabelecidas.

Assim, através dos indicadores físico-energéticos apropriados, pode-se traçar o perfil quantitativo de consumo de energia por estabelecimento e por região, aspecto relevante para a subseqüente avaliação econômica da penetração do gás natural na matriz energética de hospitais, uma vez que a viabilidade de alguns investimentos é bastante sensível à efeitos de escala, como é o caso de centrais de cogeração. De fato, a grande heterogeneidade de consumo (perfil qualitativo e quantitativo) de energia verificada ao se analisarem diagnósticos energéticos realizados em hospitais brasileiros, mostrou ser a estratégia de horizontalização da análise por grupos de consumo de energia (tipologias), com parâmetros comuns e posterior verticalização dentro de cada grupo, o melhor procedimento para proceder-se à análise de viabilidade econômica dos dois usos aqui avaliados para o gás natural: substituição inter-energéticos e cogeração em regime "*topping*" (figura 4.1). Ilustrando-se o alcance desta estratégia, embora o consumo de eletricidade em equipamentos médicos não ultrapasse, em geral, 10% do consumo total do estabelecimento, a presença de alguns equipamentos complexos, tais como mamógrafos, ao indicar o grau de complexidade de serviços de um estabelecimento, traz a reboque outras considerações, uma vez que hospitais com maior grau de complexidade de serviços também mostram indicadores bastante peculiares de consumo de energia, devido à presença de outras unidades, tais como centrais de ar condicionado e de geração de vapor, fato não observado, necessariamente em outros hospitais com serviços médicos menos complexos.

A amostra de diagnósticos energéticos que permitiu a elaboração de indicadores por tipologia de consumo de energia – composta de 21 diagnósticos completos e 5 parciais, cobrindo estabelecimentos em várias regiões do país - revelou a existência de determinados padrões de consumo de energia em hospitais, seja na destinação do consumo seja no tipo de equipamento empregado (Tolmasquim et al, 2002).

Assim, constatou-se que as destinações "aquecimento de água", "condicionamento ambiental" e "iluminação" representaram, na amostra de diagnósticos, cerca de 64% do consumo total de energia elétrica. As análises realizadas apontaram a existência de correlação entre o número de internações e de leitos de um hospital e sua demanda de água quente, assim como entre a complexidade dos seus serviços médico-hospitalares e sua demanda por condicionamento ambiental. Igualmente, em geral hospitais com maior nível de conforto tendem a concentrar maior proporção de leitos em quartos individuais, equipamentos médicos mais sofisticados e maior demanda de condicionamento por área construída, o que pode ser medido em

TR/100m^2, isto é, um indicador relacionando a capacidade instalada de condicionamento de ar por área total do estabelecimento.

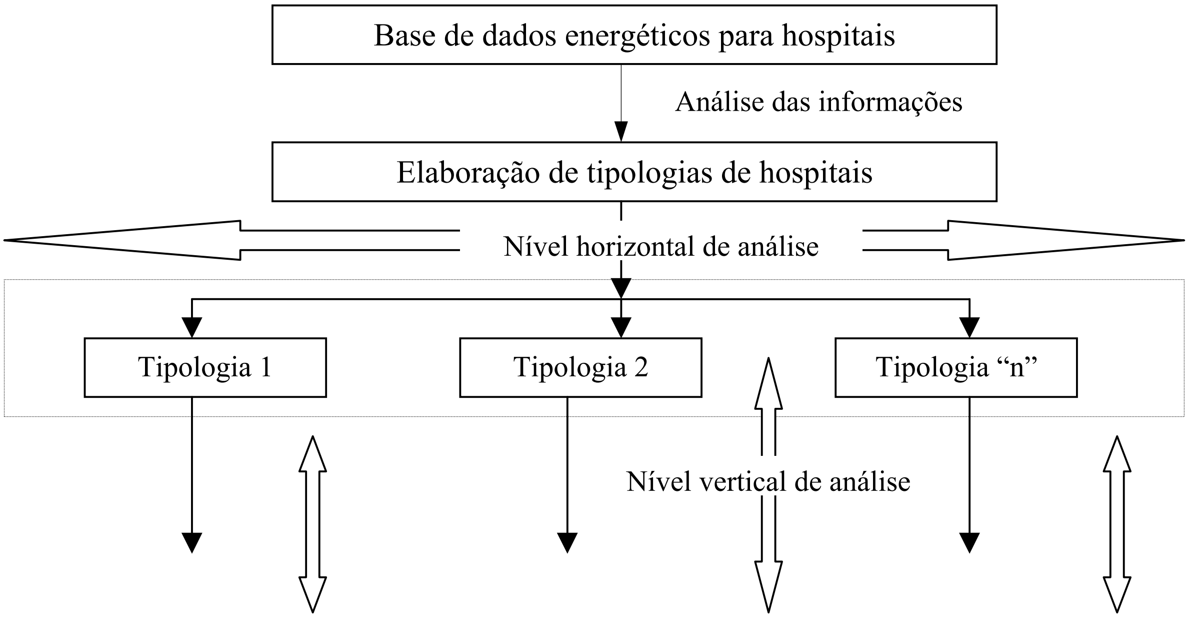


Figura 4.1: Esquematização geral da abordagem empregada para análise de consumo de energia em hospitais brasileiros adotada em Tolmasquim et al (2002).

Observou-se haver distinções quanto à posse de equipamentos utilizados em hospitais conforme a tipologia do estabelecimento, mas aquela tende a ser uniforme dentro de uma mesma tipologia. Por exemplo, hospitais de maior porte (acima de 450 leitos) tendem a possuir caldeiras, para geração de vapor centralizado e, de acordo com o IBGE (1999), em sua totalidade possuem serviço de lavanderia. Ademais, mais da metade dos hospitais brasileiros de maior porte tem usina de O_2. Outro exemplo interessante é que hospitais de grande porte (mais de 450 leitos) e de médio porte com maior nível de conforto (entre 150 e 450 leitos e obedecendo a critérios expostos adiante) apresentam maior proporção de aparelhos de ar condicionado central instalados, o que é importante para fins de análise da substituição de "*chillers*" elétricos por "*chillers*" de absorção com queima direta de gás ou associados a ciclos de cogeração.

Em relação à demanda de energia térmica, o comportamento observado mostrou ser esta demanda variável ao longo do dia. Apesar deste fato, os hospitais tendem a apresentar certos padrões de consumo de energia térmica, especialmente em usos como a demanda de vapor por leito para esterilização de materiais e a demanda de vapor/água

quente para cocção por leito. Parcela relevante dos hospitais de grande porte (mais de 450 leitos) demandam também energia térmica para destilação de água e, em alguns casos, geração de água quente a 74°C para serviços de lavanderia (Tolmasquim et al, *op. cit.*).

Assim, com base na análise dos diagnósticos energéticos estabelecerem-se seis tipologias de hospitais conforme seu consumo de energia: (1) hospitais de grande porte –GP, (2) hospitais de médio porte com alto nível de conforto - MP(c); (3) hospitais de médio porte com médio ou baixo nível de conforto - MP(nc); (4) hospitais de pequeno porte (PP); (5) hospitais de capacidade inferior a 50 leitos (<50) e; (6) hospitais que atendem exclusivamente o sistema único de saúde - Só SUS. Uma síntese sucinta dos parâmetros físico-energéticos de cada tipologia será apresentada nas páginas que se seguem, notadamente para aspectos relacionados ao consumo de energia. Ao leitor interessado em maiores detalhes específicos, recomendamos consultar Tolmasquim et al (2003a) e Szklo et al (2004b).

4.3.3.1 Hospitais de Grande Porte (GP)

Compreendem o grupo de hospitais com mais de 450 leitos e de cunho "geral" e, em sua grande maioria, com área acima de 100.000 m^2. Estes hospitais são dotados de leitos de CTI, geradores de emergência e equipamentos médicos de relativa complexidade, operando praticamente 24 h/d durante 7 dias por semana.

Em relação ao consumo total de energia, em média, conforme a amostragem de hospitais, estabelecimentos de grande porte têm uma intensidade média igual a 3.301 kWh/leito. Entre as tipologias aqui estabelecidas, este valor só é superado no caso de hospitais de médio porte com alto nível de conforto, como se verá adiante. Trata-se de estabelecimentos com perfil mais eletrointensivo, onde a participação da eletricidade é, em média, de cerca de 64%, sendo observada a concentração deste consumo nos usos finais "iluminação" e "condicionamento ambiental", sendo este último uso responsável por mais de 40% do consumo, atendido em grande parte por sistemas de condicionamento central à base de "*chiller*" centrífugo, fator que torna os hospitais classificados nesta tipologia, especialmente interessantes para instalação de condicionamento ambiental utilizando ciclos de absorção.

Ademais, verifica-se a tendência de ocorrer uma relativa simultaneidade entre as cargas elétricas e de condicionamento deste hospital, especialmente no verão, quando

60% da capacidade instalada em condicionamento estão em operação no momento do pico da carga elétrica (no inverno, este valor cai para 40%). Finalmente, o principal indicador de regularidade de consumo de energia elétrica, o fator de carga elétrica, mostra-se similar à média dos hospitais de médio porte com alto nível de conforto e superior à média de todas as outras tipologias aqui estabelecidas para hospitais brasileiros. Embora ainda relativamente reduzido em comparação, por exemplo, com fatores de carga elétrica de plantas industriais, este maior fator de carga dos hospitais de grande porte, relativamente aos outros da tipologia, deve ser explicado pela maior preocupação destes hospitais com sua demanda elétrica e também pela continuidade dos serviços prestados (Tolmasquim et al, 2002).

4.3.3.2 Hospitais de médio porte com elevado nível de conforto (MP(c))

Os hospitais de médio porte com elevado nível de conforto compreendem hospitais com capacidade entre 150 e 450 leitos, e possuem leitos disponíveis em CTI e gerador de emergência. Ademais, para o enquadramento de hospitais neste grupo, dois critérios são aplicáveis, excludentes entre si: (1) possuir mais leitos disponíveis em quartos do que em enfermarias ou; (2) atender à seguinte condição:

$$\frac{(enfermarias \cdot de \cdot 2leitos \times 2 + enfermarias \cdot de \cdot pelos \cdot menos \cdot 3 \cdot leitos \times 3)}{Leitos \cdot Totais \cdot do \cdot Hospital} \leq \frac{1}{2}$$

Esta condição embute a assunção, arbitrária, que o padrão de conforto de um hospital de médio porte está condicionado à proporção de leitos oferecidos em quartos individuais. Tal hipótese decorre do fato, que em geral, hospitais com maior número de quartos individuais tendem a apresentar maior demanda por condicionamento ambiental e a atender uma classe de renda da população brasileira, cujas exigências de serviços não apenas hospitalares, mas também hoteleiros, dentro do estabelecimento de saúde, são maiores (Tolmasquim et al, 2002).

Nos hospitais classificados nesta tipologia, a participação da eletricidade é, em média, 57%. De forma similar à observada em hospitais de grande porte, a demanda energética restante destes hospitais é e do consumo de energia nesta tipologia é atendida com um perfil semelhante ao observado em hospitais de grande porte. Também, o fator de carga elétrica médio destes hospitais - 62% - é similar à média dos hospitais de grande porte.

Quanto à demanda de energia térmica, os hospitais de médio porte com elevado nível de conforto, similarmente ao que ocorre com os hospitais de grande porte, utilizam, em sua maioria, sistemas centrais de geração de calor. Assim como ocorre com a tipologia anterior, aqui o baixo fator de carga térmica é explicado principalmente pela operação descontínua da cozinha, que responde por grande parte da demanda de vapor do hospital.

4.3.3.3 Hospitais de médio porte com médio ou reduzido nível de conforto - MP(nc)

Hospitais de médio porte, que atendem não exclusivamente ao SUS, compreendem aqueles coma capacidade variando entre 150 e 450 leitos. Estes hospitais não apresentam leito de CTI e, em sua maioria, usina de produção de O_2 medicinal. Ademais, de forma inversa ao critério adotado para classificar os hospitais MP (c), os critérios aqui adotados incluem aqueles hospitais que atendem uma das seguintes condições: (1) possuir menos leitos disponíveis em quartos do que em enfermarias ou; (2) atender à seguinte condição[12]:

$$\frac{(\text{enfermarias} \cdot \text{de} \cdot 2\text{leitos} \times 2 + \text{enfermarias} \cdot \text{de} \cdot \text{pelos} \cdot \text{menos} \cdot 3 \cdot \text{leitos} \times 3)}{\text{Leitos} \cdot \text{Totais} \cdot \text{do} \cdot \text{Hospital}} \geq \frac{1}{2}$$

Tratam-se de estabelecimentos com perfil mais eletrointensivo do que aquele observado até aqui para as duas tipologias anteriores (hospitais GP e MP(c)) e uma explicação para este fato é também a menor participação de sistemas centralizados de geração de vapor, não presentes em todos os hospitais desta tipologia. Do total da demanda energética em hospitais MP(nc), a eletricidade participa, em média, com 74%. Nestes hospitais, a potência específica de iluminação por área construída (W/m^2) aproxima-se do valor encontrado em hospitais de GP e cerca da metade do estimado em hospitais MP(c). Este é um resultado compatível com as características de menor conforto e complexidade dos hospitais aqui analisados. Outro resultado que explica o perfil mais eletrointensivo dos hospitais MP(nc) é a elevada participação percentual da destinação "aquecimento de água para banho" no consumo de energia elétrica.

[12] Novamente, implícito está nesta restrição, que o padrão de conforto de um hospital de médio porte é condicionado pela proporção de leitos oferecidos em quartos individuais.

Finalmente, é importante notar que o fator de carga elétrica destes hospitais - 52%, em média - é inferior à média das outras duas tipologias anteriormente apresentadas.

Neste grupo de hospitais a participação do condicionamento ambiental no consumo total de eletricidade aproxima-se daquele valor observado para hospitais MP(c), embora seu indicador específico de condicionamento seja cerca de 3 vezes menor. Isto se explica devido ao uso de maior número de aparelhos do tipo de janela e "*splits*", com coeficiente de performance pior do que aquele apresentado em centrais de ar condicionado, elevando a demanda elétrica para condicionamento. Assim, relaciona-se a um fator ligado ao perfil tecnológico do estabelecimento, não representando maior disponibilização de conforto ambiental para seus usuários.

Quanto ao uso de energia térmica, são reduzidos os casos em que os hospitais desta tipologia têm caldeira, sendo o combustível majoritariamente empregado é o óleo BPF. O rendimento reduzido da caldeiras, igual a cerca de 50%, segundo o diagnóstico energético, justifica-se tanto no sobredimensionamento deste equipamento quanto na sua idade elevada e na sua manutenção inadequada. De forma análoga à observada nas duas tipologias anteriores, o baixo fator de carga térmica deve-se principalmente à operação descontínua da cozinha, que responde por grande parte da demanda de vapor do hospital.

4.3.3.4 Hospitais de Pequeno Porte - PP

Este grupo compreende hospitais de pequeno porte, que atendem não exclusivamente ao SUS, com oferta de leitos variando entre 50 e 150 leitos. A reduzida base de informações energéticas sobre este tipo de hospital, não permitiu, ademais, a realização de distinção entre hospitais de maior e menor nível de conforto, como o que fora realizada em hospitais de médio porte, ainda que fosse observada grande heterogeneidade entre os hospitais classificados como "pequeno porte". Apesar desta heterogeneidade, Tolmasquim et al (2002) constataram a existência de um determinado padrão para: (i) existência de serviços de lavanderia nos hospitais; (ii) existência de mamógrafo no hospital; (iii) existência de condicionamento central; (iv) contratação da energia elétrica, onde estes hospitais abrangem estabelecimentos cuja demanda permite escolher uma tarifa não horo-sazonal; (v) propriedade do estabelecimento, na maioria, privada.

O perfil de consumo de energia nos hospitais deste grupo engloba as mais diferentes situações, envolvendo desde hospitais que consomem exclusivamente eletricidade -mesmo para aquecimento de água destinada à cocção ou para secagem de roupa na lavanderia - até aqueles que geram calor em sistemas centralizados com consumo de gás em caldeiras e em equipamentos da cozinha (Tolmasquim et al, 2002). Embora este grupo não seja homogêneo, pode-se dizer que representa os hospitais com consumo específico intermediário situado entre aquele apresentado por hospitais de médio porte e aquele apresentado por hospitais com capacidade inferior a 50 leitos.

Na matriz energética total desta tipologia de hospitais, a participação da eletricidade é, em média, de 76%. A regularidade da utilização da carga elétrica nestes hospitais também é reduzida: o fator de carga elétrico fica em torno de 52%, aproximando-se do valor observado para os hospitais MP(nc), mas inferior ao observado para hospitais GP e MP(c).

Finalmente, em relação à demanda de energia térmica, responsável por cerca de 34% da matriz energética de hospitais PP, assumiu-se ser atendida a partir do consumo de GLP ou de gás manufaturado (nas localidades onde estivesse disponível), especialmente para produção de água quente e do calor usado no aquecimento direto das cozinhas.

4.3.3.5 Hospitais de Capacidade Inferior a 50 Leitos - (<50)

Neste grupo, incluem-se os hospitais com oferta de leito inferior a 50 leitos, que atendem não exclusivamente ao SUS. Como no caso dos hospitais PP, a reduzida base de informações energéticas não permitiu a distinção entre hospitais de maior e menor nível de conforto, como foi adotado para os hospitais com oferta de leitos entre 150 e 450 leitos.

Embora esta tipologia representem a maior quantidade de estabelecimentos no Brasil, observa-se que neles a preocupação da administração do hospital com o consumo energético e o tipo de serviço prestado.

Os hospitais pertencentes a este grupo englobam aqueles com perfil mais eletrointensivo dentre todas as tipologias estabelecidas em Tolmasquim et al (2002). De fato, a participação da eletricidade situa-se, neste grupo, na média de 85%, tendo sido constatados alguns casos onde todo o consumo energético era atendido pela eletricidade.

Também, o fator de carga elétrico destes hospitais é reduzido – em torno de 40%, na média.

Na distribuição de usos finais da eletricidade, nota-se a elevada participação de condicionamento ambiental, devido, principalmente ao emprego praticamente exclusivo de aparelhos tipo “janela”, com coeficiente de performance mais reduzido do que o observado em centrais de ar condicionado. Isto, como já vimos, não implica em maior nível de conforto, entretanto. Um outro aspecto importante a ser notado é a grande incidência do uso de chuveiros elétricos para aquecimento de água de banho. O uso de energia térmica, neste grupo de hospitais, concentra-se na cocção de alimentos.

4.3.3.6 Hospitais de Atendimento Exclusivo ao SUS - (Só SUS)

Este grupo compreende aqueles hospitais com atendimento médico-hospitalar exclusivo ao sistema único de saúde – SUS. Esta necessidade originou-se ao analisar-se a base de dados de hospitais, constando-se que, em média, este grupo de hospitais tende a apresentar determinadas peculiaridades (Tolmasquim et al, 2002):

- Apresentam maior número de leitos por área construída aproximando-se da tipologia estabelecida para hospitais tipo “<50”;
- Tem menor capacidade instalada em condicionamento ambiental, utilizando preferencialmente sistemas individuais, aproximando-se da tipologia estabelecida para hospitais MP(nc);
- Disponibilizam menor números de leito de CTI, aproximando-se da tipologia “<50”;
- São de propriedade pública, o que sinaliza a existência de restrições de ordem orçamentária para investimento, diante das políticas públicas direcionadas para área de saúde do país;
- Apresentam uma menor proporção de serviços/equipamentos complexos e de geradores de emergência;
- Têm porte reduzido, em geral abaixo de 50 leitos por hospital, excetuando-se a Região Sudeste, onde o porte médio supera 100 leitos por estabelecimento.

Do consumo total de energia deste grupo de hospitais, participação média da eletricidade é de 71%, sendo o restante da demanda energética total atendida (isto é,

energia térmica) através da queima de GLP na geração descentralizada de calor. Baixos também são os seus indicadores relacionados à utilização de condicionamento ambiental (0,31 TR/100m^2) e de iluminação (3,30W/m^2).

O baixo fator de carga elétrico observado para esta tipologia de hospitais (40%) é entendido através da participação do uso “aquecimento de água”, de cerca de 26% do total do consumo de eletricidade, pois seu uso tende a ser concentrado em algumas por dia, aumentando-se sobremaneira, em períodos de curta duração, a solicitação de potência elétrica pelo estabelecimento.

4.3.4 Estimativa do Consumo de Energia em Hospitais Brasileiros

Com base na distribuição de hospitais brasileiros por tipologia, conjugando-se os indicadores físico-energéticos de cada uma delas, chega-se à estimativa do consumo energético do setor hospitalar brasileiro, adotando-se a base de dados disponível em IBGE (1999), como se pode ver na tabela 4.6.

No que se refere ao consumo de energia por tipologias de hospitais, percebe-se o destaque de três tipologias se destacam: hospitais “GP”, hospitais MP(c) e hospitais (PP), cujas contribuições individuais somadas representam 77% do consumo total de energia, 84% do consumo de combustíveis fósseis e 74% do consumo de eletricidade.

Estes resultados se explicam no caso de hospitais GP e MP(c) em virtude do seu maior consumo específico, conjugado ao fato de representarem cerca de 15% da oferta nacional de leitos. Embora apresentando indicadores de consumo específico de energia inferiores às duas tipologias citadas anteriormente, os hospitais PP, por representar 30% da oferta de leitos do país, aumentam sua participação no consumo total de energia no setor hospitalar devido a um efeito de ampliação da base de estabelecimentos que compõe a tipologia hospitais PP.

Num outro extremo, apesar de representarem quase 1/3 da oferta total de leitos no país, os hospitais “Só SUS”, contribuem com menos de 8% do consumo total de energia de estabelecimentos de saúde brasileiros, de acordo com as estimativas aqui realizadas. Ao se agregar a esta categoria os dados obtidos para hospitais “<50”, obtém-se uma interessante observação sobre a distribuição de consumo de energia no setor hospitalar brasileiro. Embora estas duas tipologias (“Só SUS” e “<50”) representem cerca de 47% da oferta total de leitos no país, seu consumo total de energia é de apenas 17% total estimado em hospitais brasileiros no ano de 1999.

Tabela 4.6: Estimativa do consumo total de energia por tipologia no setor hospitalar brasileiro em 1999 (em MWh).

TIPOLOGIA	Sudeste				Sul			
	Eletricidade	(%)	Combustíveis	(%)	Eletricidade	(%)	Combustíveis	(%)
GP	415.316	22,8%	237.209	27,4%	130.254	16,5%	74.395	19,8%
MP(c)	431.442	23,7%	325.428	37,6%	237.152	30,0%	178.879	47,6%
MP(nc)	120.734	6,6%	41.638	4,8%	34.670	4,4%	11.957	3,2%
PP	575.602	31,6%	184.613	21,3%	265.213	33,5%	85.062	22,7%
<50	149.394	8,2%	25.477	2,9%	106.189	13,4%	18.109	4,8%
SUS	126.990	7,0%	50.516	5,8%	17.737	2,2%	7.056	1,9%
	1.819.478	**100,0%**	**864.880**	**100,0%**	**791.216**	**100,0%**	**375.457**	**100,0%**
	Centro-Oeste				**Nordeste**			
	Eletricidade	(%)	Combustíveis	(%)	Eletricidade	(%)	Combustíveis	(%)
GP	30.251	10,6%	17.278	15,0%	95.592	11,7%	54.598	15,1%
MP(c)	56.384	19,7%	42.530	37,0%	175.006	21,3%	132.004	36,5%
MP(nc)	20.028	7,0%	6.907	6,0%	72.143	8,8%	24.880	6,9%
PP	83.791	29,3%	26.874	23,4%	268.152	32,7%	86.004	23,8%
<50	73.955	25,8%	12.612	11,0%	83.810	10,2%	14.292	4,0%
SUS	21.693	7,6%	8.629	7,5%	125.079	15,3%	49.755	13,8%
	286.102	**100,0%**	**114.830**	**100,0%**	**819.782**	**100,0%**	**361.533**	**100,0%**
	Norte				**Brasil**			
	Eletricidade	(%)	Combustíveis	(%)	Eletricidade	(%)	Combustíveis	(%)
GP	0	0,0%	0	0,0%	671.412	17,4%	383.479	21,7%
MP(c)	14.807	10,2%	11.169	22,1%	914.791	23,7%	690.009	39,0%
MP(nc)	5.453	3,8%	1.881	3,7%	253.028	6,6%	87.262	4,9%
PP	66.534	45,9%	21.339	42,2%	1.259.293	32,6%	403.893	22,9%
<50	30.947	21,3%	5.277	10,4%	444.296	11,5%	75.767	4,3%
SUS	27.301	18,8%	10.860	21,5%	318.800	8,3%	126.816	7,2%
	145.042	**100,0%**	**50.526**	**100,0%**	**3.861.620**	**100,0%**	**1.767.226**	**100,0%**

Fonte :Tolmasquim et al (2003a)

No que tange à demanda por potência elétrica, num extremo, a região Sudeste representa cerca de 46% do total demandado, enquanto o Norte, no extremo oposto, responde por apenas 4,5% (tabela 4.7). Também é nesta última região, que ocorre o menor valor de demanda média por estabelecimento, de aproximadamente, 50 kWe. Nas demais regiões, os seguintes valores médios são estimados: (1) Sudeste: 136 kWe; (2) Sul: 119 kWe; (3) Centro-Oeste e Nordeste: 67 kWe. Na média geral nacional, apurou-se o valor de 96 kWe, como demanda média por estabelecimento, valor obtido em face do grande número de com capacidade inferior a 100 leitos no Brasil (Tolmasquim et al, 2002). Ademais, cabe ainda destacar os valores médios de potência elétrica demandada por tipologia e por estabelecimento no Brasil, quer sejam: (1) hospitais GP: , a demanda por estabelecimento de hospitais GP 3.098 kWe; (2) hospitais MP(c): 286 kWe; (3) hospitais MP(nc): 418 kWe; (4) hospitais PP: 159 kWe; (5) hospitais "<50" e "Só SUS": menor do que 50 kWe.

Tabela 4.7: Demanda elétrica média estimada por tipologia (kWe).

Tipologia	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
GP	76.644	24.038	5.583
MP(c)	30.523	16.778	3.989
MP(nc)	26.356	7.568	4.372
PP	126.445	58.261	18.407
<50	42.635	30.305	21.106
SUS	36.241	5.062	6.191
Total	338.845	142.012	59.647
$<FC_{ELET}>$[1]	61,3%	63,6%	54,8%

Tipologia	Nordeste	Norte	Brasil
GP	17.641	0	123.905
MP(c)	12.381	1.048	64.719
MP(nc)	15.749	1.190	55.235
PP	58.906	14.616	276.635
<50	23.918	8.832	126.797
SUS	35.696	7.791	90.982
Total	164.291	33.477	738.273
$<FC_{ELET}>$[1]	57,0%	49,5%	59,7%

Nota: 1- FC_{ELET}= fator de carga elétrica médio.
Fonte: Tolmasquim et al (2002)

Ao se confrontar os resultados obtidos para consumo de energia nas tipologias aqui adotadas, com os dados disponíveis no balanço energético nacional para o ano de 1999 (MME, 2000), [13] constata-se o relevante peso do setor hospitalar brasileiro no consumo total de energia do setor comercial, especialmente em relação ao consumo de combustíveis fósseis (tabela 4.8). Este é um resultado particularmente interessante, que revela o grau de impacto possível de ser obtido, através de incentivos à substituição dos combustíveis fósseis, consumidos atualmente no setor hospitalar brasileiro.

Finalmente, deve-se relembrar o alto grau de heterogeneidade do setor comercial brasileiro, tanto no que se refere à finalidade quanto no porte dos empreendimentos que o compõe (Tolmasquim e Szklo (coord.), 2000). Assim, pode-se afirmar que, junto com grandes centros comerciais, hipermercados, hotéis de grande porte, e universidades, o setor hospitalar é responsável por parcela significativa do consumo de energia do setor comercial do país – consumo, este, que se encontra disperso em um número considerável de pequenos empreendimentos e em um número bem menor de empreendimentos de maior porte.

Tabela 4.8: Participação do setor hospitalar brasileiro no consumo de energia do setor comercial.

Energia	**Participação**
Elétrica	8,86%
Combustíveis Fósseis	18,90%
Total	10,63%

Fonte: Tolmasquim et al (2002)

4.3.5 Comentários Finais

A constatação do elevado grau de heterogeneidade dos hospitais brasileiros tanto no que se refere aos serviços disponibilizados aos pacientes quanto para o padrão de uso de energia exigiu a adoção de uma estratégia diferenciada para estimativa de consumo de energia que convencionalmente busca identificar um processo predominante e assim determinar suas características energéticas. Isto é perfeitamente justificável em situações onde o produto seja relativamente homogêneo e os processos de produção

[13] O aparente descompasso de anos base para fins de comparação (ano-base de 1999, para os hospitais e ano-base 2000 para o consumo de energia do setor comercial), ocorre somente porque a base de dados primários do IBGE refere-se a este ano.

apresentem perfis de consumo de energia relativamente similares. Tal é o caso de alguns processos industriais como a produção de cimento *portland*, produtos siderúrgicos e produção de refrigerantes, mas tal não é o caso dos segmentos do setor terciário da economia, heterogêneo na sua constituição, por englobar uma miríade de estabelecimentos com os perfis de oferta de serviços e de demanda de energia os mais distintos entre si.

A mudança de abordagem para analisar o consumo energético em hospitais -um setor que se mostra heterogêneo e onde a abordagem convencional não é a mais adequada, como mostrou a análise de diagnósticos energéticos em hospitais brasileiros - é crucial para se traçar tanto o perfil quantitativo quanto o qualitativo de energia nestes estabelecimentos. De fato, desta estimativa depende diretamente avaliação econômica da penetração do gás natural na matriz energética de hospitais, uma vez que a viabilidade de alguns investimentos é bastante sensível a efeitos de escala, como é o caso de centrais de cogeração. A estratégia de horizontalização da análise por grupos de consumo de energia (tipologias), com parâmetros comuns e posterior verticalização dentro de cada grupo e os resultados posteriormente obtidos por tipologias corroborou a heterogeneidade do setor hospitalar brasileiro.

Dos resultados obtidos, depreende-se algumas constatações bastante interessantes, tanto em nível regional quanto em nível de tipologia.

Assim, destacam-se três tipologias de hospitais no que se refere ao seu consumo de energia (hospitais "GP", hospitais MP(c) e hospitais (PP)) que representam conjuntamente cerca de 77% do consumo total de energia, embora representem parcela bastante reduzida do número total de hospitais no Brasil. Por outro lado, as tipologias que representam cerca de 47% da oferta total de leitos no país ("Só SUS" e "<50"), contribuem com menos de 8% do consumo total de energia de estabelecimentos de saúde brasileiros, de acordo com as estimativas aqui realizadas. Esta disparidade reflete-se também nos demais parâmetros de demanda por potência elétrica como pôde ser constatado dos resultados obtidos.

Estas diferenças quanto ao perfil quantitativo de suas demandas (porte) e qualitativo (utilidades demandadas e regularidade das mesmas), repercutem diretamente nos resultados obtidos para os usos aqui avaliados, substituição inter-energéticos e cogeração a gás natural, como veremos adiante nesta tese. Por exemplo, ao concentrar percentual significativo de hospitais classificados em tipologias que reúnem características atrativas preliminares para instalação de unidades de cogeração, algumas

regiões, notadamente o Sudeste e o Sul, aponta-se preliminarmente, que uma parcela significativa do potencial econômico de deverá se situar nas mesmas.

4.4 O SETOR DE HOTÉIS NO SUDESTE

4.4.1 Introdução

Representando um importante segmento do setor comercial brasileiro, tanto em termos econômicos quanto em termos de consumo de energia, a indústria hoteleira do Brasil mostra-se também bastante heterogênea quanto à disponibilidade de serviços oferecidos a seus clientes, e tem implicações tanto no padrão qualitativo como quantitativo do uso de energia. Dessa forma, a metodologia geral de análise deste setor seguiu linhas gerais congruentes com aquelas utilizadas na análise do setor hospitalar brasileiro, realizado nas páginas anteriores.

Assim, a primeira parte da análise envolveu a classificação dos hotéis brasileiros segundo tipologias baseadas em seus consumos de energia, partindo de bases de dados gerais destes estabelecimentos no Brasil e cruzando-se informações de diagnósticos energéticos disponíveis para estes usuários. Isto permite não apenas estimar o consumo de energia em hotéis brasileiros, informação, esta, não disponível nas bases de dados existentes, como também fundamentar a metodologia de avaliação do potencial de penetração do gás natural neste segmento.

4.4.2 Caracterização geral do setor hoteleiro e perfil de uso de energia

A indústria de turismo no Brasil é uma parte importante do setor de serviços, tendo gerado uma receita bruta em torno de US$ dois bilhões em 1999. Outra informação relevante desta indústria é a geração de aproximadamente um milhão de empregos diretos e indiretos (ABIH, 2004).

O setor hoteleiro constitui-se em um conjunto bastante abrangente e diverso de estabelecimentos ou meios de hospedagem (hotéis, pousadas, motéis, pensões, dormitórios etc.), sendo parte integrante do setor comercial (IBGE, 1992). Tal diversidade se manifesta tanto no que se refere ao tamanho (área total construída em m^2) e ao número de unidades habitacionais (quartos, apartamentos, etc.), quanto no que se relaciona ao padrão de uso de energia por meio de hospedagem - englobando aí a

intensidade de uso de energia elétrica (em kWh/m^2) e sua distribuição por categoria de uso final.

A heterogeneidade das empresas classificadas dentro do setor hoteleiro exige que se definam classes de usuários, a exemplo do realizado para o setor hospitalar brasileiro, de acordo com características e indicadores físicos e energéticos que permitissem o tratamento vertical da forma mais homogênea possível, e contemplando esta heterogeneidade, em um nível horizontal de análise. De fato, este segmento do setor comercial inclui, conforme já asseverado, um grupo bastante abrangente de estabelecimentos, tais como hotéis, pousadas, motéis, pensões etc., contemplando os mais diversos perfis de consumo de energia. Mesmo dentro de cada subcategoria, existem distinções na forma de consumo de energia por parte do estabelecimento. Exemplificando, um estabelecimento classificado como hotel dentro do segmento hoteleiro, pode apresentar desdobramentos quanto a seus subtipos, por exemplo, adotando-se um critério geográfico e que tenha implicações no seu perfil energético. Adicionalmente, pode-se adicionar critérios relativos a porte destes usuários. Assim, um hotel localizado em região serrana, caracterizada por níveis médios de temperatura menores pode apresentar perfil de consumo de energia distinto de um hotel localizado no litoral, em virtude da demanda por calefação ou de refrigeração. Adicionalmente, para hotéis localizados na mesma região geográfica próxima, dependendo do seu porte e estrela, pode apresentar diferenças tanto relacionadas ao porte da demanda de energia quanto aos tipos de uso que esta energia, seja ela térmica ou elétrica, encontra. Portanto, a categorização deste tipo de estabelecimento faz-se necessária para a elaboração deste estudo.

A abordagem do perfil energético deste tipo de estabelecimento é reconhecidamente complexa (Deng & Burnett, 2000), em virtude de abrigar uma série de serviços aos usuários, tais como restaurantes, centro de convenções, lavanderia, condicionamento, entre outros, com claras implicações no padrão e perfil de demanda de energia por parte do hotel. O critério de distinção da localização geográfica do hotel é um imperativo corroborado a partir da análise de publicações relativas aos indicadores de consumo energético observados em outros países (Deng & Burnett, 2000; Santamouris et al, 1996; Papamarcou & Kalogirou, 2001). De fato, o perfil de demanda de energia pode incluir demanda por calefação de ambientes, marcadamente em regiões temperadas, mas não sendo exigida em regiões tropicais, como é o caso do Brasil. Mesmo em estabelecimentos localizados dentro de uma região climática assemelhada,

os indicadores de desempenho energético alertam para cautelosa análise quanto ao seu significado e abrangência. Exemplificando, em hotéis localizados nos Estados Unidos, apurou-se um consumo específico de energia de 401 kWh/m^2, com uma matriz energética constituída em 40,9% em eletricidade e 51,9% em calor, sendo as demandas de aquecimento (água e ambiente) e iluminação os grandes usos da energia neste estabelecimento. Por outro lado, em hotéis localizados em Londres, a média observada foi de 715 kWh/m^2, e o consumo de gás natural respondia por aproximadamente 74% da demanda total de energia (Deng & Burnett, 2000).

Além disso, a análise preliminar do comportamento de alguns indicadores de desempenho energético de hotéis mostrou ser pouco satisfatória a correlação de dados de energia com a área bruta de um hotel, corroborando os resultados encontrados em outros estudos, como, por exemplo, o trabalho de Deng e Burnett (2000). Aliás, uma pesquisa de hábitos de consumo e posse de equipamentos na rede hoteleira de Porto Seguro na Bahia, realizada pela COELBA e o PROCEL indicou que não são confiáveis, quando disponíveis, os dados de área total construída de muitos estabelecimentos hoteleiros do país, porquanto, na prática, seus carnês de IPTU não traduzem a realidade com precisão. Adicionalmente, não é trivial obter a informação de área construída de hotéis em pesquisa de campo, embora este dado esteja registrado, preciso ou não, em seu carnê de IPTU.

Em linhas gerais, os principais energéticos empregados em hotéis brasileiros, especialmente da Região Sudeste do país, são:

- Eletricidade, que se destina basicamente aos seguintes usos finais: iluminação, refrigeração, condicionamento ambiental e aquecimento de água; em alguns casos, verificam-se outros usos para eletricidade ligados ao aquecimento direto, visando secagem de roupas e preparação de alimentos;
- GLP e/ou gás natural e/ou gás manufaturado, que podem se destinar à geração de vapor, de água quente, à secagem de roupas e à cocção;
- Lenha e óleo combustível: destinados basicamente à geração de calor e de água quente; no caso da lenha, verifica-se o seu uso em hotéis fora dos grandes centros urbanos.

Há ainda, em hotéis de maior porte, consumo de diesel em geradores de emergência. Este consumo é tem características intermitente e de pequeno magnitude.

Em relação ao sistema de distribuição de eletricidade, é comum encontrar hotéis com transformadores superdimensionados, o que acarreta perdas de energia causadas pelo consumo próprio do transformador (por exemplo, um transformador de 300 kVA consome a vazio cerca de 792 kWh/mês), este consumo não gera trabalho, sendo, assim, desperdiçado (CEMIG, 1996). Em hotéis de Minas Gerais, estima-se ainda que cerca de 2% da eletricidade fornecida se perde no sistema de distribuição, devido a problemas de fiação, à falta de manutenção, à precariedade das instalações elétricas e à permanência de equipamentos ligados em apartamentos desocupados (CEMIG, 1996).

Em relação a alguns usos finais, convém destacar que:

- Para a **refrigeração**, os equipamentos predominantemente empregados são: *freezers* (maior uso), geladeiras, balcões e câmaras frigoríficas. Esta destinação aumenta sua participação no consumo final de eletricidade quando o hotel tem restaurante aberto ao público. Deve-se ressaltar que algumas práticas de uso ineficiente de energia observadas neste segmento (CEMIG, 1996) constituem-se em elementos introdutórios de incertezas quanto ao uso de energia neste segmento, impactando diretamente as estimativas de consumo de energia, que por sua vez, relacionam-se à própria viabilidade da introdução do uso do gás natural nos usos propostos (geração de calor e cogeração).
- Para a **iluminação**, o uso em larga escala de lâmpadas incandescentes, caracterizando baixa eficiência luminosa. Além disso, são comuns o uso de reatores e luminárias de baixa eficiência, a utilização de cores escuras em paredes e tetos, o acúmulo de sujeira em lâmpadas e luminárias (reduz a eficiência em até 20%), o pouco aproveitamento da iluminação natural, a iluminação acesa desnecessariamente em áreas comuns, e, finalmente, a falta de setorização de circuitos e sensores de presença, provocando lâmpadas acesas em ambientes desocupados;
- Para o **condicionamento ambiental**, quase todos os hotéis de alto padrão de oferta de serviços a seus hóspedes possuem aparelhos de ar condicionado central. Em relação aos aparelhos de janela, presentes em quase todos os hotéis com menor nível de conforto proporcionado a seus hóspedes, os seus principais problemas são: inexistência de manutenção, vedação inadequada de ambientes climatizados, incidência de raios solares nos aparelhos, instalação próxima ao piso, portas e janelas abertas

durante seu funcionamento, termostatos desajustados (ajuste deve ser para 24°C), incidência de raios solares no ambiente, e falta de regulagem de aparelhos para dias quentes/frios.

- Para o **aquecimento de água**, percebe-se que a água quente é utilizada principalmente para banhos em banheiros coletivos, apartamentos e duchas especiais de saunas. Em menor escala, é usada nas cozinhas, para lavagem de utensílios e nas lavanderias em processo de lavagem a quente. Chuveiros elétricos estão presentes na grande maioria dos hotéis de menor porte, tendo utilização mais difundida nos estabelecimentos mais simples e de pequeno porte. Por sua vez, sistema de aquecimento central está presente em hotéis de maior porte;
- Para o **aquecimento direto** com uso de eletricidade (resistências elétricas), verifica-se que os equipamentos empregados são: fornos, fritadeiras, grills, cafeteiras e lava-louças, calandras, secadoras e ferros de passar, saunas secas e a vapor. Dependendo do hotel, esta destinação pode representar até 1/6 do seu consumo de eletricidade;
- Para a **geração de vapor**, em geral este vapor de baixa qualidade se destina à lavanderia (secadora de roupa, calandras e máquina de lavar) e em trocadores de calor para aquecimento de água de hotéis de maior porte. É raramente empregado em hotéis de pequeno porte, onde o aquecimento de água é feito com consumo de eletricidade (CEMIG, 1996). Em termos de economia de energia, a principal medida consiste em evitar-se o desperdício de condensado, pois o seu aproveitamento eleva a temperatura da água de alimentação da caldeira. Na prática, a partir dos dados dos hotéis de Minas Gerais, pode-se considerar que, para cada 6 °C de aumento de temperatura da água de alimentação da caldeira, tem-se 1% de economia de combustível;.

Em relação ao fator de potência, este deve ser maior do que 0,92, porquanto um baixo fator indica: perdas em condutores, quedas de tensão, redução da capacidade de reserva dos transformadores. Em hotéis, suas principais causas são: existência de grande número de motores de pequena potência com característica própria, utilização de reatores para iluminação (fluorescentes e a vapor de mercúrio) de baixo fator de

potência, transformadores superdimensionados e operando a vazio por longos períodos, superdimensionamento de capacitores.

Finalmente, em relação à tarifação da energia elétrica, os sistemas tarifários adotados são convencional (maioria) e horo-sazonal. O último é opcional para hotéis com demanda igual ou superior a 50 kW, atendidos pela rede primária da concessionária, ou para hotéis ligados a redes subterrâneas, com consumo mensal superior a 30.000 kWh e demanda de potência acima de 50 kW. Hotéis com demanda acima de 500 kW, por sua vez, são obrigatoriamente horo-sazonais. Além disso, é comum verificar-se a coincidência, para hotéis de grande porte, entre o pico de demanda e o horário da ponta da tarifa. Isto onera em muito a tarifa média de eletricidade deste tipo de hotel.

4.4.3 Metodologia de elaboração de indicadores físico-energéticos e tipologias de consumo energético no setor hoteleiro da região Sudeste

A primeira fase de análise do potencial de consumo de gás natural no segmento hoteleiro do Brasil envolveu o levantamento, análise e classificação de dados físicos e energéticos de hotéis no Brasil.

A primeira dificuldade observada no caso da base de dados primária de estabelecimentos de hotelaria no Brasil relacionou-se à disponibilidade da mesma. De fato, constatou-se grande dispersão de dados entre os diversos agentes representativos de informações sobre o setor (EMBRATUR, Associação Brasileira da Indústria de Hotéis – ABIH - e IBGE), além de reduzido grau de cobertura da população destes estabelecimentos no Brasil. Ainda, através de contatos com representantes do segmento hoteleiro, constatou-se ser a adesão de estabelecimentos de hospedagem ao sistema cadastral da EMBRATUR de caráter voluntário e isto, na prática, resultou em adesão parcial por parte dos estabelecimentos, englobando por isso, número menor empresas do setor em relação ao universo existente no país. Atualmente, verifica-se que este sistema cadastral passa por reformulação, sendo que recentemente foram lançados os critérios para estabelecimento de uma matriz de classificação do setor hoteleiro e onde os associados a estas instituições serão classificados.

Diante das limitações de informação constatatadas - que impossibilitariam a realização da estimativa do potencial de oportunidades de entrada do gás natural no setor hoteleiro do Brasil - a solução encontrada para garantir uma maior abrangência da

base de dados utilizada, foi recorrer ao Guia Brasil 4 Rodas, por representar a base de dados disponível com maior nível de desagregação, incluindo não apenas a localização, o número de quartos e uma classificação do hotel segundo um critério mais ou menos estabelecido, como também lista os serviços neles disponíveis, tais como: lavanderia, sauna, restaurante, com evidente implicação no consumo de energia do estabelecimento. Além disso, esta base de dados compreende um número significativo de meios de hospedagem, desde hotéis de grande porte, até hotéis de menor porte e pensões, para as principais cidades brasileiras.

Ainda, deve-se ressaltar que a reduzida disponibilidade de dados sobre o segmento hoteleiro brasileiro impôs a necessidade de reduzir-se a região geográfica de análise a estabelecimentos situados na região Sudeste dada: (1) a necessidade de formação de base primária de dados destes estabelecimentos; (2) a existência de reduzido número de diagnósticos energéticos nestes estabelecimentos, a maioria situada na região Sudeste; (3) a possibilidade de complementação de informações de consumo de energia em hotéis brasileiros através de diagnósticos/levantamentos de campo realizados no município do Rio de Janeiro. Assim, a abrangência destes resultados refere-se a 123 municípios dos estados que compõe a Região Sudeste, segundo a seguinte distribuição por estado: (1) São Paulo: 51 municípios; (2) Rio de Janeiro: 24 municípios; (3) Espírito Santo: 10 municípios; (4) Minas Gerais: 38 municípios, perfazendo um total de 1.346 estabelecimentos analisados. Ademais, o grau de abrangência geográfica parcial aqui constatado não interfere na conclusão qualitativa quanto às possíveis políticas de ação ao consumo do uso do gás natural neste segmento, uma vez que é o perfil de consumo de energia que exerce muito mais impacto nos resultados, na medida em que estabelece condições diferenciadas com as quais o gás natural deparar-se-à para introduzir-se na matriz energética destes estabelecimentos. Ademais, dada a representatividade da região Sudeste na economia brasileira, a exemplo do que foi mostrado para os outros dois segmentos avaliados, a delimitação da análise a estabelecimentos hoteleiros localizados na região Sudeste deve proporcionar a avaliação de potencial relevante de consumo de gás natural neste segmento.

Cabe aditar ainda, à guisa de ressalva, que hotéis-fazenda, hotéis localizados em parques isolados e localizados em ilhas foram excluídos do total de meios de hospedagem compilados pela equipe de trabalho, uma vez que não atendem a critérios econômicos para a construção de linhas de distribuição de gás natural em virtude do porte da demanda. De fato, o mercado gasífero demanda a existência de um perfil

mínimo e regular de consumo de gás natural, para que possa chegar ao ponto de consumo em condições de competir com os energéticos substitutos. A exclusão dos tipos de hotéis aqui listados é justificada tanto pelo porte característico da demanda térmica deste segmento quanto pelo grau de dispersão espacial dos mesmos. Também não foram considerados em nossa análise os estabelecimentos tipo "*flat*", já que fogem ao mercado potencial que se pretendia avaliar.

Finalmente, no que tange às informações sobre o uso de energia neste setor no Brasil, utilizaram-se: (1) publicações internacionais sobre uso de energia em hotéis no mundo; (2) levantamentos de campo para alguns hotéis-exemplo no Rio de Janeiro; (3) diagnósticos energéticos de hotéis, realizados para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) em anos anteriores.

A partir desta base dados energéticos disponível para os hotéis brasileiros, buscou-se estabelecer categorias de hotéis de acordo com perfis comuns de uso de energia térmica e elétrica. Realizou-se, assim, o tratamento homogêneo destes estabelecimentos em um nível vertical de análise. Simultaneamente, a heterogeneidade do setor foi abarcada em um nível horizontal de análise. A ilustração da metodologia de abordagem do problema é similar àquela adotada para os hospitais brasileiros.

De acordo com os indicadores energéticos e de complexidade de serviços oferecidos apurados para os hotéis brasileiros, identificaram-se três grupos, doravante aqui denominados Grupos 1, 2 e 3.[14] O seguinte grupo de indicadores de uso de energia foram empregados para realizar a categorização dos hotéis:

- Consumo específico de eletricidade por quarto, em MWh/ano/quarto, que considera a demanda anual total de eletricidade do estabelecimento e o número total de quartos;
- Consumo específico de eletricidade por quarto ocupado, em MWh/ano/quarto. Neste indicador é considerada a taxa de ocupação dos quartos de um dado estabelecimento, com o que se estabelece um indicador que considera o uso efetivo de eletricidade por hóspede;
- Participação do consumo de ar condicionado no consumo total de eletricidade, em %, que fornece o peso do condicionamento de ar no consumo elétrico, e em última instância, na matriz energética total do

[14] A menor disponibilidade de dados para hotéis, relativamente a hospitais, impediu que se adotasse aqui o nível de desagregação utilizado para estabelecimentos de saúde.

estabelecimento. Como veremos adiante, o nível de conforto de um estabelecimento será medido, entre outras coisas, pelo grau de condicionamento ambiental disponibilizado aos seus hóspedes;

- Potência de refrigeração nominal fornecida por quarto, dada em TR(instalado)/quarto disponível, que nos fornece a capacidade de condicionamento disponível por quarto. Este indicador inclui a potência total de refrigeração, incluindo todos os tipos de aparelho presentes no estabelecimento e não se refere apenas aos disponíveis nas áreas de quarto; ao contrário, internaliza a demanda por condicionamento nas áreas comuns (corredores, salões de convenção, etc.), como forma de estabelecer um nível de conforto global medido em termos das informações de número de quartos, que é facilmente encontrada;
- Participação do consumo de energia térmica no consumo total de energia, em %, que permite traçar o perfil médio da matriz energética de um dado estabelecimento numa dada categoria. Desta forma, pode-se observar se as características dos estabelecimentos pertencentes a um dado agrupamento são mais intensivas no uso de energia térmica ou elétrica e assim, pode-se determinar o potencial de entrada de gás como fonte térmica ou, em casos mais complexos, substituindo a eletricidade inclusive com a alternativa de cogeração.

Assim, como se nota, o primeiro indicador que distingue as categorias de hotéis aqui definidas baseia-se no consumo de eletricidade, tendo este energético usos praticamente exclusivos em meios de hospedagem brasileiros (para iluminação, refrigeração, bombeamento, acionamento de motores e condicionamento).[15] Em seguida, assim como se adotou para hospitais, utiliza-se o indicador de capacidade instalada de condicionamento como uma aproximação do "conforto energético" fornecido pelo hotel - trata-se evidentemente de uma simplificação, porquanto existe uma série de serviços que demandam consumo de energia em hotéis que representam diferenciais de conforto entre os estabelecimentos. Não obstante, como ainda será mostrado, o condicionamento é sempre a destinação majoritária do consumo de eletricidade de hotéis de alto nível de conforto, o que não é sempre verdade em hotéis

[15] Aqui se faz a ressalva de que no caso do condicionamento ambiental, existe a possibilidade de substituição de eletricidade por uma fonte combustível fóssil a ser consumida para fornecimento de calor em ciclo de refrigeração por absorção.

de menor nível de conforto. Finalmente, estima-se a participação de fontes combustíveis no consumo de energia total de hotéis. Isto, pois hotéis de maior porte tendem a ter sistemas centralizados de geração de calor e, assim, a suprir boa parte da sua demanda térmica por intermédio de fontes combustíveis fósseis. Hotéis de menor porte, por sua vez, tendem a gerar calor de forma descentralizada,[16] amiúde adotando a eletricidade com fonte de geração de calor.

Apresentados, portanto, os principais indicadores adotados na distinção de categorias de hotéis, discute-se a seguir a categorização utilizada, cujos resultados estão sumarizados na tabela 4.9. Esta categorização baseia-se tanto no uso dos indicadores quanto na tipologia qualitativa definida no Guia Brasil 4 Rodas.

4.4.3.1 Grupo 1

O Grupo 1 compreende hotéis de menor complexidade nos serviços oferecidos aos seus hóspedes. No Guia 4 rodas Brasil de 2002, este grupo compreende todos os hotéis classificados como "hotéis simples" e a parcela de "hotéis de médio conforto" que não tenham serviço de sauna, academia e cujo restaurante seja também classificado como de, no máximo, médio conforto.[17] O consumo específico de eletricidade para estes estabelecimentos situa-se abaixo de 10 MWh/ano/quarto ocupado, em média, 7.580 kWh/ano/quarto ocupado, com variação na amostra de hotéis estudada (15 hotéis) entre 3.221 e 8.296 kWh/ano/quarto ocupado.

Os hotéis classificados neste grupo apresentam o indicador "Potência de refrigeração nominal fornecida por quarto" menor do que um (média igual a 0,51 TR/UH) e o peso do condicionamento de ar na demanda de eletricidade é também reduzido, em torno de 14,4%. Como se mostrará, trata-se dos menores índices de condicionamento das categorias aqui adotadas. Hotéis de menor conforto não apresentam central de ar condicionado e fazem o condicionamento a partir de aparelhos de ar condicionado tipo "janela". Observa-se também que, em alguns dos hotéis classificados no grupo 1, não necessariamente existem aparelhos de janela para todos os quartos do hotel, mas que em alguns casos podem estar disponíveis apenas para uma parcela reduzida do total de apartamentos (o que criaria até mesmo uma distinção no

---

[16] Aliás, em consonância com o que se verificou em hospitais brasileiros.
[17] Um restaurante de no máximo médio conforto, em princípio, atende apenas as demandas dos próprios hóspedes do hotel, sua cozinha funciona em horários restritos com uma gama também limitada de pratos oferecidos.

valor das diárias dentro de um mesmo hotel). Em geral, as áreas de circulação não possuem ambiente condicionado, embora em poucos casos tal situação possa ser observada.

A demanda de refrigeração deste tipo de estabelecimento (principalmente para conservação de alimentos), assim como a demanda por iluminação, respondem por maior parcela do consumo de eletricidade, com participação conjunta superior a 42%. Este valor somado à participação do condicionamento ambiental, como se percebe, indica que mais da metade da eletricidade consumida se destina a três usos finais. Um quarto uso final importante nestes hotéis é o aquecimento de água com uso de *boilers* e chuveiros elétricos. Em estudo realizado em uma amostra de hotéis de pequeno porte (COELBA/ABIH-BA/PROCEL, s.d.), constatou-se que a grande maioria deste tipo de hotel opta pelo aquecimento individual de água através do emprego de cargas resistivas – chuveiros elétricos e "*boilers*" elétricos.

No que tange ao consumo térmico (média de 53% do total), destaca-se a demanda por aquecimento de água para quartos, restaurante e lavanderia (este serviço estando disponível em cerca de 50% dos estabelecimentos do grupo 1). Como dado adicional, constatou-se que hotéis localizados em localidades onde há disponibilidade de redes de distribuição de gás a baixa pressão tendem a utilizar gás natural como fonte térmica para aquecimento de água para os quartos, enquanto que aqueles hotéis situados em locais sem a disponibilidade de redes de gás optam por atender a demanda de água quente a partir da queima de GLP ou, ainda, a partir de uso de resistências elétricas. Como média dos hotéis deste grupo, observou-se que aproximadamente 11,5% do consumo de eletricidade deve-se ao emprego de cargas resistivas, em alguns casos, também para uso de água quente em lavanderias. O perfil de utilização de energia ao longo do tempo nos hotéis classificados neste grupo mostra-se irregular, o que pode ser observado pelos baixos fatores de carga[18] térmica e elétrica, refletindo a menor regularidade no uso de energia em relação aos outros grupos de hotéis, conforme veremos adiante.

4.4.3.2 Grupo 2

O grupo 2 envolve hotéis dotados de maior nível de conforto para os seus usuários, oferecendo serviços como sauna, lavanderia e salão de convenções, em todos

[18] Razão entre a potência (térmica ou elétrica) máxima e a potência média observada no período.

eles. A existência de outros serviços tais como locais para ginástica, piscinas (térmicas ou não) e "*business centers*" não é observada em todos os hotéis incluídos neste grupo, embora ocorram em um determinado número. Neste tipo de hotel, observa-se participação elevada do condicionamento de ar no consumo de eletricidade, na média 37,5%, o que se reflete diretamente no indicador "potência de refrigeração por quarto", que desta vez é de 0,775 TR/UH.

Assim, na base cadastral de maior abrangência disponível, o Guia Brasil 4 Rodas de 2002, os hotéis classificados como "médio conforto" e "confortável" incluem-se neste grupo. Todavia, para os hotéis classificados no Guia Brasil 4 Rodas como "médio conforto" somente aqueles que oferecem serviço de sauna para seus hóspedes, bem como possuem restaurante classificado como "confortável", são incluídos no grupo 2 aqui apresentado, sendo os demais incluídos no grupo 1 analisado anteriormente.

O maior nível de conforto proporcionado ao hóspede no item "climatização de ambientes" devido ao condicionamento de ar é proporcionado a partir do uso de aparelhos centrais de condicionamento de ar, no caso de hotéis classificados como "confortáveis",[19] ou somente por aparelhos de condicionamento descentralizados (aparelhos tipo janela, "*split*" ou "*self*"), no caso de hotéis classificados como "médio conforto".

Adicionalmente, nota-se um perfil de utilização de energia mais regular neste tipo de estabelecimento, resultado da presença de equipamentos de uso praticamente contínuo ao longo do dia e com peso significativo na demanda de eletricidade – caso da central de condicionamento de ar – e de calor – caso da lavanderia. Com efeito, o aparelho de ar condicionado central, presente em um determinado número de hotéis incluídos neste grupo, em geral é dimensionado para atender a demanda de condicionamento máxima do hotel, tendendo a ser utilizado de forma contínua mesmo quando a demanda não se mostrar significativa.

Como a carga elétrica devido ao condicionamento de ar é uma carga importante dentro da composição do consumo total de eletricidade (37,5% em média para os hotéis incluídos neste grupo), e por disponibilizar um nível de conforto maior aos seus hóspedes, o perfil de uso de eletricidade nestes estabelecimentos é mais regular do que o

---

[19] Esta possibilidade não elimina, entretanto, a existência de aparelhos descentralizados de climatização de ambientes, como os empregados em hotéis de "médio conforto", para algumas áreas do empreendimento.

observado para os hotéis inclusos no grupo 1. De fato, o fator de carga elétrico[20] dos hotéis classificados no grupo 2 é 36,2% maior do que aquele encontrado para os hotéis classificados dentro do grupo 1, situando-se, em média, em 0,64, para os hotéis classificados no grupo 2.

A disponibilidade de serviços, tais como lavanderia e sauna, tem clara implicação sobre a matriz energética do estabelecimento, que se torna ligeiramente mais termo-intensiva do que o observado para os hotéis do grupo 1. Apurou-se uma média de 58% para a participação da energia térmica neste tipo de hotel e a existência de sistemas centralizados de geração de água quente e vapor nos hotéis inclusos no grupo 2. Normalmente, as caldeiras utilizadas são do tipo flamotubular, geralmente de menor investimento inicial e mais compactas do que as caldeiras aquatubulares.[21]

De acordo com o tipo de estabelecimento, entretanto, observam-se variações quanto ao perfil qualitativo e quantitativo do uso da caldeira. Enquanto este último depende essencialmente do porte do estabelecimento, a destinação do calor gerado num sistema de geração de água quente e vapor depende também da solução particular adotada para cada estabelecimento. Não foi observada a correspondência do uso de caldeiras com o atendimento de todas as demandas térmicas possíveis existentes para hotéis incluídos neste grupo, quer sejam estas lavanderia (máquinas de lavar e secar e calandras), cozinha, água quente para quartos e sauna. Por exemplo, para alguns hotéis analisados, com apreciável consumo de gás natural, há a utilização da caldeira para o atendimento total da demanda térmica da lavanderia e parcial no que se refere à cozinha, sendo a demanda por água quente nos quartos, bem como a demanda térmica na sauna seca, atendidas a partir de queima direta de gás natural em "*boilers*", disponíveis individualmente nos quartos. O atendimento da demanda restante de calor devido à cozinha é realizado a partir de queima direta de gás natural em fogões, para a execução dos trabalhos da cozinha. Em outros casos, o consumo de combustível na caldeira é reduzido devido ao pré-aquecimento da água de alimentação a partir do uso de coletores solares instalados na cobertura do prédio, solução que opera nos dias do ano em que há nível adequado de radiação solar para a abertura das válvulas solenóides

---

[20] Razão entre a potência média e a potência máxima demandadas num determinado período.

[21] As caldeiras flamotubulares diferem das caldeiras aquatubulares pela corrente de gases de combustão circular no interior de tubos, que estão imersos em um depósito de água, o qual recebe calor destes gases e entra em ebulição, formando vapor no estado termodinâmico desejado. As caldeiras aquatubulares, por sua vez, utilizam a passagem de água no interior destes tubos, que estão em contato direto com os gases

que liberam o fluxo de água, operação controlada por meio de relés fotoelétricos (Datum, 1999).

Pôde-se perceber que existe grande heterogeneidade quanto ao aspecto qualitativo da destinação do vapor gerado em caldeiras em hotéis inclusos no grupo 2. Neste sentido, pôde-se apurar que o consumo térmico total médio por quarto ocupado situa-se em torno de 17.704 kWh/ano/UH (variando entre 14.537-23.070 kWh/ano/UH), assumindo-se a matriz energética total dos hotéis inclusos no grupo 2, em 58% para consumo térmico e 42% para o consumo de eletricidade.

4.4.3.3 Grupo 3

O grupo 3 inclui os hotéis com maior complexidade de serviços oferecidos aos hóspedes, correspondendo aos hotéis classificados como "muito confortável" e "luxo", segundo os critérios adotados pelo Guia Brasil 4 Rodas (2002). Tais hotéis oferecem normalmente, além dos serviços de sauna, lavanderia e salão de convenções, também alternativas mais sofisticadas aos seus clientes, tais como sala com aparelhos de ginástica, piscina (aquecida ou não), *"business centers*", estacionamento, entre outros. Como resultado da alta carga de condicionamento, em média, este uso responde por 44% da demanda total de eletricidade e o índice de conforto "potência de refrigeração por quarto ocupado" apurado foi superior a 1 em todos os hotéis pertencentes a este grupo (média de 1,255 TR/UH). Observa-se que estes hotéis registram a existência de centrais de condicionamento de ar.

Em virtude do alto fator de carga térmico e elétrico dos hotéis incluídos neste grupo, percebe-se a alta regularidade de consumo de energia para este empreendimento. Assim, a diferença observada entre a demanda máxima e média é menor do que aquela observada para os hotéis classificados nos grupos 1 e 2, aproximando-se este perfil de utilização de energia daquele comportamento observado para alguns usuários industriais.

Hotéis classificados dentro do grupo 3 apresentam indicadores de consumo específico de eletricidade entre 19.499-27.892 kWh/ano/quarto ocupado (média igual a 25.540 kWh/ano/quarto ocupado), ou seja, praticamente o dobro do valor observado para hotéis classificados no grupo 2. De forma similar à observada para os hotéis do

---

de combustão da caldeira, proporcionando partida mais rápida e operam em capacidades maiores de geração de vapor.

grupo 2, os hotéis do grupo 3 também são conectados à rede da concessionária de energia elétrica em alta tensão, adotando estruturas tarifárias horo-sazonais para composição de seus contratos de fornecimento de eletricidade. Este enquadramento tarifário decorre naturalmente do porte de cargas instaladas neste tipo de hotéis, necessárias para o atendimento do nível de conforto proposto para os hóspedes destes hotéis.

De forma análoga, o consumo específico de combustível é elevado e, observando-se, na amostragem de hotéis disponível, uma matriz energética média composta por 63% de energia térmica e 37% em energia elétrica, obtém-se um valor médio de 43.487 kWh/ano/quarto ocupado (variando entre 33.201-47.492 kWh/ano/quarto ocupado). A demanda térmica é sempre atendida por centrais de geração de vapor e esta central é responsável pelo fornecimento de água quente para setores tais como a cozinha, lavanderia e apartamentos.

Uma característica importante observada nos hotéis pertencentes a este grupo é a sua preocupação e compromisso com a qualidade de fornecimento de energia, tanto térmica quanto elétrica. Tal fato também é observado em muitos hotéis do grupo 2, notadamente aqueles classificados no Guia Brasil 4 Rodas como "confortável". Isto reflete a existência de existência de geradores de emergência, como também sobredimensionamento do sistema de geração de vapor com a manutenção de caldeiras de igual capacidade à principal, em "*stand by*", aspecto que impede a ocorrência simultânea de eventos indesejados devidos à interrupção de energia elétrica e térmica.

Assim, em princípio, este grupo de hotéis reúne condições para adoção de soluções mais sofisticadas para o atendimento de demandas energéticas tais como a cogeração, que permite o atendimento simultâneo da demanda de eletricidade e calor, para os seus diversos usos tais como água quente para quartos, lavanderia, sauna, cozinha e aquecimento de piscinas e sistemas de geração de frio por ciclos de absorção. A regularidade e o porte de utilização da energia influenciam sobremaneira o desempenho econômico destes sistemas e este tipo de hotel, numa primeira análise, reúne aspectos favoráveis à instalação destas unidades de cogeração.

De forma a fornecer uma síntese da definição dos grupos de hotéis elaborados para este estudo, na tabela 4.9 podemos acompanhar os principais indicadores físico-energéticos de hotéis brasileiros, conforme a categorização de hotéis brasileiros aqui adotada.

Tabela 4.9: Indicadores físicos e energéticos para a classificação de hotéis em grupos.

Indicador		**Grupo 1**	**Grupo 2**	**Grupo 3**
Consumo de eletricidade por quarto (kWh/ano/UH[1])				
	Nominal	2.234-5.434 (4.600)	6.292-12.551 (8.230)	10.097-22.314 (16.160)
	Ocupado	3.221-8.296 (7.580)	10.527-16.706 (12.820)	19.499-27.892 (25.540)
Potência de refrigeração nominal por quarto (TR/UH[1])		0,165-0,993 (0,510)	0,760-0,854 (0,775)	1,160-1,442 (1,255)
Consumo de combustíveis/consumo total de energia (%)		41-63 (53)	58	40-65 (63)
Fator de carga elétrico médio		0,47	0,54	0,75
Fator de carga térmico médio		0,60[3]	0,64[3]	0,73
Uso de eletricidade por uso – média (%)				
	Condicionamento de ar	14,4	37,5	44,0
	Iluminação	19,3	20,0[3]	17,4
	Refrigeração	23,0	n.d.	n.d.
Percentual de hotéis com central de ar condicionado		0%	100% - capital 50% - interior	100%
Percentual de hotéis com lavanderia		50%	100%	100%
Percentual de hotéis com sauna		50%	100%	100%
Percentual de hotéis com caldeiras		50% - capital 0% - interior	100%	100%

Notas- Convenção adotada: O valor entre parênteses indica a média obtida para o indicador. Os limites inferior e superior correspondem ao menor e maior valor encontrados, respectivamente.

1- UH: unidade habitacional, ou equivalentemente, quarto; 2- considerando que o hotel opera todos os dias do ano. 3 –valor estimado, a partir de informações setoriais.

Vale notar também que foi avaliada a adequação da classificação aqui adotada, a partir de um índice de inclusão da classificação. Isto significa que, uma vez definidos os grupos, analisa-se um dado conjunto de hotéis cujos indicadores de consumo de eletricidade estão disponíveis, somando-se a este dado a classificação adotada pelo Guia Brasil 4 Rodas, e comparando-se os casos em que a presente classificação por grupo confere com aquela adotada pelo Guia Brasil 4 Rodas. Assim, a partir de uma amostra de 52 hotéis localizados no Rio de Janeiro, obtiveram-se os seguintes índices de inclusão: (1) Grupo 1: 88%; (2) Grupo 2: 84%; (3) Grupo 3: 83%. Isto significa, por exemplo, que, ao selecionar-se hotéis classificados como "simples" no Guia Brasil 4 Rodas, que deveriam estar selecionados no grupo 1, 88% dos estabelecimentos da amostra da cidade do Rio de Janeiro foram convenientemente classificados. Diante da

heterogeneidade dos estabelecimentos e da precariedade das informações, após algumas simulações a respeito de novas classificações, considerou-se que os indicadores aqui adotados representam a melhor estimativa possível do consumo de energia para estabelecimentos hoteleiros da região Sudeste. Mais uma vez, fica exposta a necessidade de aprimoramento das bases de dados energéticos do país, no sentido de proporcionar avaliação mais precisa acerca do consumo de energia nos diversos setores da economia.

4.4.4 Estimativa do consumo de energia em hotéis da Região Sudeste

A estimativa do consumo de energia em hotéis brasileiros situados na região Sudeste foi realizada a partir do cadastro de estabelecimentos, perfazendo um total de 1.376 hotéis. A distribuição destes hotéis por categoria e por estado é apresentada na tabela 4.10. De acordo com estes dados, a partir das características médias quanto ao consumo de energia por grupo, estimou-se que o setor hoteleiro na região Sudeste foi responsável, em 1999, por 1,11% do consumo total de eletricidade e 7,18% do total de combustíveis fósseis. No consumo de energia como um todo, a participação do setor hoteleiro da região Sudeste no total de energia consumida no setor comercial brasileiro foi de 2,18%.

Tabela 4.10: Distribuição do número de hotéis por grupo e estado de acordo com a categorização adotada.

	São Paulo	Minas Gerais	Rio de Janeiro	Espírito Santo	Total
Grupo 1	461	263	383	65	1.172
Grupo 2	77	22	43	20	162
Grupo 3	25	4	13	0	42
Total	563	289	439	85	1.376

Como era de se esperar, o grupo 1 é aquele que conta a maior participação no setor hoteleiro, com aproximadamente 85% do total de estabelecimentos. Como já fora asseverado, trata-se de estabelecimentos de pequeno grau de elaboração de serviços ao hóspede e esta característica reflete-se nos seus indicadores físico-energéticos, menores do que aqueles obtidos para os grupos 2 e 3.

Por seu turno, o grupo 3 conta com apenas 3% do total de estabelecimentos hoteleiros no cadastro realizado pela equipe de trabalho para a Região Sudeste, mas, devido ao alto padrão de conforto dos estabelecimentos nele compreendidos, possui indicadores de consumo de energia bastante elevados. Assim, mesmo com a pequena participação no total de estabelecimentos, o grupo 3 é responsável por aproximadamente 33% do total de consumo de eletricidade e 41% do consumo total de combustíveis. Para o grupo 1, estes valores são de 38% e 31%, respectivamente (tabela 4.11). Quando se analisa o consumo de energia como um todo (eletricidade e combustíveis), o grupo 3 assume o papel de principal consumidor de energia no setor hoteleiro, com 38%, enquanto que o grupo 1 responde por 34%. Estima-se também que o grupo 2 aqui elaborado participa com 28% do total de consumo do setor hoteleiro localizado no Sudeste do Brasil.

Tabela 4.11: Sumarização de resultados obtidos para a região Sudeste.

	Grupo1	Grupo2	Grupo3	Total
Número de estabelecimentos (N)	1.172	162	42	1.376
UH[1]	48.649	18.370	11.266	78.285
UH/N	42	113	268	57
Consumo de energia elétrica				
Consumo total (MWh/ano)	184.380	136.592	161.131	482.103
Consumo por hotel (MWh/ano/hotel)	157	843	3.836	350
Consumo por quarto (MWh/ano/quarto)	3,790	7,436	14,302	6,158
Demanda elétrica total (kW)	44.783	28.875	24.525	98.183
Demanda elétrica por hotel (kW/hotel)	38	178	584	71
Demanda de condicioamento de ar				
Demanda total do setor (TR)	24.811	14.237	14.139	53.187
Demanda por hotel (TR/hotel)	21	88	337	39
Consumo de combustíveis				
Consumo total (MWh/ano)	207.918	188.627	274.358	670.902
Consumo por hotel (MWh/ano/hotel)	177	1.164	6.532	488
Potência térmica total (kW)	39.361	33.488	42.903	115.753
Potência térmica por hotel (kW/hotel)	34	207	1.022	84
Consumo global de energia				
Consumo total (MWh/ano)	392.297	325.219	435.489	1.153.005
Consumo médio por hotel (MWh/hotel)	335	2.008	10.369	838

Nota: 1- UH: unidades habitacionais (quartos)

No que tange a qualificação dos serviços ofertados aos hóspedes, dentro da amostra de hotéis considerada, constatou-se que apenas 1% dos hotéis pertencentes ao grupo 2 apresentam restaurantes classificados como "luxo" (critério Guia Brasil 4 Rodas), não se observando a ocorrência deste tipo de serviço nos hotéis classificados como grupo 1. Por sua vez, ao se considerar os hotéis que possuem restaurante classificados acima de "confortável, não se observou a ocorrência deste tipo de serviço em nenhum tipo de estabelecimento do grupo 1, mostrando ser este indicador adequado.

Como era de se esperar, observa-se a predominância de hotéis de pequeno porte no interior dos estados da região Sudeste (tabela 4.12). Para Minas Gerais e Espírito Santo, a grande parcela de estabelecimentos de hospedagem é classificada dentro do grupo 1, de acordo com a base cadastral disponível (Guia Brasil 4 Rodas) e os critérios explicitados anteriormente para elaboração de nossa tipologia de hotéis. Os hotéis classificados no grupo 3 localizam-se preponderantemente nas capitais de São Paulo e do Rio de Janeiro. De fato, cerca de 67% dos estabelecimentos classificados no grupo 3 encontram-se situados nestas cidades. No interior do estado de São Paulo também se observa grande freqüência de estabelecimentos classificados no grupo 3, com aproximadamente 19% do total dos hotéis deste grupo.

Tabela 4.12: Distribuição de número de hotéis (N) e quartos (UH) por localização e grupo.

%N	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	TOTAL
RJ-capital	4,10%	12,96%	26,19%	5,81%
RJ-interior	28,58%	13,58%	4,76%	26,09%
MG-capital	1,54%	3,70%	4,76%	1,89%
MG-interior	20,90%	9,88%	4,76%	19,11%
SP-capital	4,78%	21,60%	40,48%	7,85%
SP-interior	34,56%	25,93%	19,05%	33,07%
ES	5,55%	12,35%	0,00%	6,18%
%UH	**Grupo 1**	**Grupo 2**	**Grupo 3**	**TOTAL**
RJ-capital	9,71%	16,73%	33,34%	14,76%
RJ-interior	17,22%	3,85%	4,41%	12,24%
MG-capital	2,60%	5,06%	6,33%	3,71%
MG-interior	19,75%	7,84%	1,77%	14,37%
SP-capital	12,00%	34,07%	39,45%	21,13%
SP-interior	33,80%	24,45%	14,71%	28,86%
ES	4,92%	8,00%	0,00%	4,93%

Nota: Segundo a base cadastral do Guia Brasil4Rodas (2002) e a classificação realizada.

No estado do Rio de Janeiro como um todo, predominam os hotéis pertencentes ao grupo 1, onde se observa sua ocorrência em 93% dos estabelecimentos do interior do estado. Os hotéis de maior porte concentram-se na capital, o que é bastante plausível, uma vez que a cidade do Rio de Janeiro representa um dos maiores pólos de turismo do país. Também é a cidade mais visitada pelo turista estrangeiro, como se pode observar em IBGE (1999). De forma similar ao observado para a região Sudeste como um todo, no estado do Rio de Janeiro, os hotéis classificados no grupo 3 respondem pela maior parcela de consumo de energia, embora no total de estabelecimento correspondam a apenas 3% do total.

O estado de Minas Gerais mostra um perfil dos meios de hospedagem similar àquele observado no estado do Rio de Janeiro. Entretanto, ao contrário do que ocorre no Rio de Janeiro, a diferença entre o número total de estabelecimentos no grupo 1 (243 hotéis) e no grupo 3 (4 hotéis) é suficiente para que os hotéis do primeiro grupo respondam pela maior parcela de consumo de energia no estado como um todo.

Dentro da base de dados disponível, o estado do Espírito Santo não apresentou qualquer estabelecimento incluído no grupo 3. Também são os hotéis do grupo 1 aqueles presentes em maior número no estado, mas ainda assim, os hotéis do grupo 2 são responsáveis pela maior parcela dos consumos de energia elétrica e térmica no estado.

Finalmente, o estado de São Paulo engloba o maior número de hotéis em todas as categorias e como resultado desta característica, a média de consumo de energia total por grupo aproxima-se daquela obtida para a região Sudeste como um todo. O consumo total de energia no interior é dominado pelos hotéis do grupo 1, resultado da presença de pequeno número de hotéis de maior porte (grupos 2 e 3), que respondem por aproximadamente apenas 11% do total dos estabelecimentos situados no interior. A estrutura hoteleira presente na capital paulista, entretanto, reverte esta situação, assegurando a maior participação do grupo 3 no consumo de energia para o estado como um todo. O resultado final obtido é aproximadamente a divisão em percentuais bem próximos entre si, para os grupos de hotéis estabelecidos, no que tange à estimativa do consumo total de energia: (1) Grupo 1: 30%; (2) Grupo 2: 31%; (3) Grupo 3: 39%.

4.4.5 Comentários finais

Os resultados aqui obtidos baseiam-se em médias e são, portanto, estimativas do consumo de energia por grupo e localidade. De fato, como os desvios na amostragem de cada grupo são consideráveis, os comentários aqui realizados devem ser entendidos como relativos à melhor estimativa possível para a base de dados disponível ou, ainda, elaborada. Neste sentido, claro está que um maior detalhamento dos dados de hotéis permitiria reduzir as incertezas dos resultados obtidos, cujos desvios estão em grande parte atrelados à deficiência de informação.

- Hotéis nas capitais dos estados do Sudeste apresentam, em média, por estabelecimento, maiores ofertas de quarto, consumo e demanda de eletricidade e capacidade de condicionamento do que hotéis localizados interior dos estados. Isto deriva do conjunto de hotéis existente no interior e na capital. No interior, existem mais hotéis classificados no Guia Brasil 4 Rodas como "simples" compondo o grupo 1, enquanto que na capital existem mais hotéis do tipo "médio conforto" compondo este grupo.[22] No grupo 2, para o interior, predominam os hotéis do tipo "médio conforto" (com serviços mais complexos), enquanto na capital são mais comuns os hotéis "confortáveis". No grupo 3, finalmente, destacam-se na capital os hotéis de "luxo", enquanto que no interior se destacam os hotéis "muito confortáveis".
- Inexiste restaurante de luxo na amostragem de hotéis do interior e no estado do Espírito Santo. Aliás, este estado não apresentou nenhum estabelecimento classificado no Grupo 3. Isto levou seus indicadores de consumo de energia e de demanda de condicionamento para valores intermediários entre os obtidos, para os grupos 1 e 2, na capital e no interior do Rio de Janeiro. Por exemplo, enquanto no Espírito Santo, o grupo 1 apresenta uma potência elétrica por estabelecimento de 34 kW, na capital do Rio de Janeiro este valor corresponde a 91 kW e no interior a 23 kW. Pode-se afirmar que se trata este de um resultado esperado, já que, de uma maneira geral, as cidades do Espírito Santo tem tamanho e demanda de energia relativamente comparável às do interior do Rio de Janeiro.

[22] Aliás, os resultados de potência elétrica demandada por estabelecimento dos hotéis do interior do Sudeste foram bem similares aos apresentados pelo conjunto de hotéis de Porto Seguro, pesquisados pela COELBA e a ABIH, para o PROCEL (1996), 83,3% dos quais mostraram potência inferior a 30 kW.

- Também se percebe que os poucos "*business centers*" existentes no interior concentram-se nos hotéis do grupo 3. Este grupo também concentra os restaurantes de luxo, especialmente nas capitais do Rio de Janeiro e São Paulo, onde cerca de ¼ dos hotéis do grupo 3 tem este serviço disponível. Somando-se este resultado à distribuição de disponibilidade de serviços de ginástica por grupo e localidade, verifica-se que efetivamente o grupo 3 nas capitais concentra todos os serviços mais complexos dos hotéis. Há, porém, que se fazer a ressalva de que, tanto no Rio de Janeiro quanto em São Paulo, o grupo 2 de hotéis constitui uma categoria mais complexa do que nos outros estados.
- Aliás, os resultados das capitais do Rio de Janeiro e de São Paulo para o grupo 1 são bastante similares, tanto em termos de capacidade instalada de condicionamento por hotel (53 TR em São Paulo contra 50 TR no Rio de Janeiro), quanto em termos de potência demandada (96 kW em São Paulo contra 91kW no Rio de Janeiro), quanto em número de quartos por hotel (104 em São Paulo contra 98 no Rio de Janeiro). No grupo 2, por sua vez, verificou-se que o cadastro de hotéis de São Paulo abrangeu estabelecimentos de maior porte do que no Rio de Janeiro, o que tornou os seus consumos específicos de energia maiores. O inverso, por sua vez, ocorreu no grupo 3, já que o Rio de Janeiro apresentou, em média, hotéis com 341 quartos, enquanto São Paulo apresentou hotéis com 261 quartos.

Finalmente, vale notar que, como era esperado, alguns resultados foram fortemente condicionados pela reduzida amostragem de hotéis, refletindo-se na necessidade de se realizar simplificações na categorizações. Por exemplo, a reduzida demanda de energia de hotéis do grupo 3 no interior de Minas Gerais, menor, por exemplo, do que a demanda de energia de hotéis do grupo 2 da capital do Rio de Janeiro, se deve fundamentalmente ao fato de que somente se cadastraram 2 hotéis no grupo 3 para o interior de Minas Gerais, estando um destes estabelecimentos localizado em Ouro Preto e dispondo apenas de 46 quartos disponíveis – i.e., trata-se de um hotel de altíssimo grau de conforto, mas com reduzida oferta de quartos. No entanto, dos 42 hotéis cadastrados no grupo 3 da Região Sudeste (3% do total de hotéis cadastrados), apenas 3 oferecem menos do que 95 quartos.

4.5 Conclusões do capítulo

Este capítulo se constitui em uma etapa importante para a realização da avaliação dos usos vislumbrados para o gás natural nos setores selecionados. De fato, a determinação dos indicadores de consumo de energia nestes usuários é sobremaneira importante, permitindo compor as características qualitativas e quantitativas do consumo de energia destes usuários. A partir desta caracterização, estabelece-se a base de análise de tecnologias aplicáveis a cada um dos segmentos.

A avaliação do consumo de energia pela indústria química brasileira teve sua análise mais facilitada, em grande parte, pelo maior grau de organização ao redor desta indústria, reunida na Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM). Embora não esta não congregue todo o universo de plantas químicas brasileiras, a checagem da amostra fornecida permitiu compor uma parcela significativa do setor tanto no que se refere à produção física quanto no que se refere ao consumo de energia. A parcela não açambarcada deve-se, fundamentalmente, à indisponibilidade de dados organizados e a custo razoável de tempo e recursos, sobre outros segmentos da indústria química sabidamente importantes no consumo de energia, como é o caso da produção de gases industriais. Este fato coaduna inclusive com a experiência norte-americana, onde esta inexistência de dados dificulta a avaliação da indústria química como um todo. Este fato ilustra, por si só, a necessidade de se promover o estabelecimento de bases de dados confiáveis acerca do consumo energético no país, o que permite reduzir incertezas na avaliação de alternativas energéticas para a formulação de políticas públicas para a matriz energética brasileira.

Por sua vez, no caso do setor hospitalar, embora fosse possível analisar o universo total de hospitais brasileiros, a insuficiência da base de dados no que se refere a informações energéticas demandou como artifício de análise, o estabelecimento de tipologias de consumidores de energia neste segmento, cuja delimitação é sobremaneira dificultada por não haver condicionantes claros nesta elaboração, diferentemente do que ocorre na indústria química, onde a perfis tecnológicos bastante específicos a processos de produção tornam esta tarefa mais factível.

A questão da disponibilidade de bases de dados adequadas mostrou-se mais crítica, como se pôde perceber no sub-ítem que fala deste segmento, e evidenciou-se através destas dificuldades, a necessidade de se efetuar um levantamento de dados primários do segmento hoteleiro no Brasil, tantos em termos físicos de dados primários

deste segmento, tanto em termos físicos quanto em termos energéticos. Além do esforço em estruturar uma base de dados neste sentido, uma outra preocupação que deve existir é a existência de mecanismos adequados para disponibilizar estas bases de dados, com eventual salvaguarda da identificação destes estabelecimentos, caso esta necessidade seja constatada. Esta salvaguarda implica na apresentação de dados dos hotéis mantendo-os anônimos e tal procedimento facilita a execução de estudos para o setor como um todo. Um exemplo de tal base de dados é apresentado em estudo realizado pelo "*Energy Information Administration*" (EIA, 2002), órgão do Departamento de Energia dos Estados Unidos, permitindo, inclusive, que se façam comparações entre hotéis e outros segmentos do setor terciário norte-americano.

A questão de disponibilidade de bases de dados energéticos constitui-se num fator crítico ao planejamento setorial, uma vez que a máxima que diz "você não pode monitorar o que não pode medir" aplica-se plenamente neste caso. E esta disponibilidade efetiva de bases de dados pode estar relacionado à: inexistência de dados, existência de dados recolhidos de forma inadequada, estruturação inadequada de dados existentes, concentração de bases de dados em agentes específicos[23] etc.

Assim, a análise de impactos de ações/incentivos sobre determinado mercado energético – e assim inferir a alocação de benefícios/custos entre os diversos agentes presentes – depende de informação disponível e de qualidade confiável. A superação de dificuldades quanto à obtenção/estruturação destas bases de dados permite, pois, romper uma das principais barreiras ao planejamento, seja ele de curto, médio e/ou longo prazo: o acesso à informação, o que permite evidenciar os problemas/barreiras ao estabelecimento de determinadas metas para um dado setor (governamentais ou privadas) e desta forma, agir no sentido de superar estas dificuldades.

Finalmente, cabe ressaltar que o universo açambarcado de usuários é bastante representativo para os fins da análise almejada quanto ao alcance de políticas públicas para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil e sobre este aspecto deter-nos-emos nos capítulos que se seguem, analisando, em um primeiro momento, o porte do potencial para consumo de gás natural energético existente nos setores avaliados e, num segundo momento, possíveis estratégias de ação *vis-a-vis* os resultados obtidos.

---

[23] Sobre isto, a concentração pode ocorrer devido ao fato de alguns agentes efetivamente investirem recursos para formação/estruturação destas bases de dados e evidentemente, a disponibilização destas bases por meio destes agentes não se constitui um imperativo. Em outras palavras, um agente privado que custeie, com recursos próprios, a formação de bases de dados não deve ser obrigado a disponibilizá-las necessariamente ao público em geral.

5 ANÁLISE DO IMPACTO DE POLÍTICAS DE INCENTIVO AO USO DO GÁS NATURAL EM SUBSTITUIÇÃO INTER-ENERGÉTICOS E COGERAÇÃO EM REGIME "*TOPPING*"

5.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo busca analisar o impacto de ações de incentivo ao uso do gás natural em uso não termelétrico, a partir da condução de estudos de caso empregando a base de dados disponível para a indústria química e os segmentos de hospitais e hotéis. Como já asseverado no capítulo quatro, esta análise utiliza o conceito das linhas narrativas, originalmente empregado pelo IPCC (2001) para elaboração de cenários técnico-econômicos sobre mudanças climáticas globais, e no procedimento de análise de viabilidade econômica de sistemas de cogeração presente em Szklo et al. (2000), Costa e Balestieri (2001), Khrusch et al (1999), CHPClub (2000) e Szklo et al. (2004a). Assim, a simulação de potencial econômico de cogeração aqui realizada estruturou-se a partir da idéia de se trabalhar com famílias ou ramos de cenários, considerando-se como "elementos de bifurcação" variáveis que exercem influência sobre a atratividade econômica do uso do gás natural nos setores selecionados. Assim, elegeram-se algumas variáveis de relevante papel nesta análise, separando-as em "variáveis de contexto" (isto é, aquelas variáveis com influência sobre o desenvolvimento do mercado brasileiro de gás, mas sobre as quais não se pode exercer influência direta ou esta é, no máximo, marginal) e "variáveis de ação", estas últimas correspondendo àquelas onde se podem vislumbrar incentivos e analisar impactos sobre a viabilização de políticas de incentivo públicas e/ou privadas.

Busca-se, com isso, apreender o efeito de possíveis políticas de incentivo ao consumo de gás natural no país, especialmente nestes três segmentos, considerados emblemáticos para o consumo de gás natural nos setores industrial e terciário da economia. Com relação às trajetórias de preços da energia adotadas neste estudo, tanto para os consumidores do setor industrial (indústria química brasileira) quanto para o setor comercial (segmentos hospitalar e hoteleiro brasileiros) avaliados, válidos para as estimativas de potencial econômico obtidas neste estudo, podem ser relembradas no capítulo que trata da metodologia. Embora seja assaz difícil estipular quais seriam aqueles cenários mais prováveis, pode-se inferir com certa prudência para um horizonte

de quinze anos, que há tendência a se concretizar cenários com preços altos de petróleo, taxas de câmbio entre média e alta (R$ 3/US$ a R$ 3,5/US$) e alto crescimento da tarifa de eletricidade[1]. No que tange a contextos de incentivo ao uso do gás, infere-se que há maior tendência de prevalecer uma política de financiamento a tecnologias consumidoras de gás natural, embora a extensão deste apoio não seja possível inferir com precisão.

Finalmente, uma informação que é importante registrar que a análise aqui conduzida baseia-se nos resultados obtidos em Tolmasquim et al (2003), projeto de pesquisa do qual participei em co-autoria com o professor Maurício Tiomno Tolmasquim e o professor Alexandre Salem Szklo, para o Fundo Setorial de Petróleo e Gás (CTPetro) em 2002. A manutenção destes resultados justificou-se primeiramente, para manter o grau de comparabilidade de montantes de potencial de consumo de gás natural, adotando-se para isso, anos-base o mais próximos entre si. A segunda razão refere-se ao fato de ter havido uma atualização da base de dados da indústria química e não se perceberam alterações qualitativas e quantitativas relevantes quanto às conclusões gerais, isto é, quanto à sensibilidade dos resultados – objetivo central deste estudo. Numa análise custo/benefício *vis-a-vis* o objetivo desta tese, não se vislumbrou, portanto, a necessidade de se proceder à alterações/atualização de bases de dados.

5.2 ANÁLISE DO POTENCIAL DE USO DE GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA QUÍMICA BRASILEIRA

5.2.1 Substituição intercombustíveis para geração de calor

Na tabela 5.1 é apresentada a estimativa de potencial técnico na indústria química brasileira, de acordo com as hipóteses adotadas neste trabalho, já descontado o atual consumo observado nesta indústria, segundo os dados da ABIQUIM. Nesta tabela, além dos valores de potencial médio, também se apresentam valores mínimos para este potencial, uma vez que os indicadores de consumo de energia para plantas químicas elaborados neste estudo não apenas se referem à média de consumo específico de energia dos processos industriais, mas também a um limite mínimo deste consumo diante da possibilidade da otimização da rede de integração energética.

[1] Ramos 9 e 11 das famílias de cenários a seguir explicitadas.

Tabela 5.1: Potencial técnico de consumo de gás natural para geração de calor na indústria química brasileira – ano-base: 2000 – 1000 m^3/ano[(1)].

	Brasil		Sudeste	
Cadeia	**mínimo**	**médio**	**mínimo**	**médio**
etileno	1.074.833	1.438.271	298.737	374.167
propileno	139.502	164.662	57.319	73.300
BTX	121.030	167.212	50.943	75.317
fertilizantes	168.170	243.743	162.530	237.283
cloro-álcalis	59.260	78.060	58.083	76.412
elastômeros	24.287	24.287	16.926	16.926
química fina	66.848	66.848	66.848	66.848
total	**1.653.929**	**2.183.081**	**711.386**	**920.254**

Nota: (1) Este potencial considera os produtos e processos para os quais existem dados disponíveis no país em 2000. Assim, ele refere-se a 81% da produção física total e a 78% do consumo de energia total da indústria química brasileira. (2) Trata-se do mercado técnico remanescente de consumo de gás natural. O mercado potencial total é a soma deste potencial com o consumo existente de gás natural. (3) Valores obtidos para os indicadores médios de consumo de energia dos processos químicos analisados.

Este potencial técnico então, submetido a diferentes condições do macroambiente onde se insere e de diferentes ações de incentivo, nos sinaliza o grau de impacto das ações de incentivo avaliadas nesta tese. Os dados apresentados na tabela 5.2 referem-se ao comportamento deste potencial para substituição de combustíveis fósseis na indústria química brasileira, a partir da cenarização adotada para as diversas variáveis identificadas como relevantes nesta análise. Tais resultados se referem aos indicadores médios de consumo de energia dos processos químicos analisados, assumindo-se como critério de seleção de atratividade econômica dos projetos, a taxa mínima de 25% a.a. Esta taxa, embora bastante elevada, traduz a perspectiva conservadora aqui adotada na avaliação destes projetos de uso do gás natural, buscando apreender a eventual percepção elevada de risco de possíveis investidores, relacionada à fase de transição do setor energético brasileiro.

Tabela 5.2: Potencial econômico de consumo de gás natural na indústria química para substituição interenergéticos (1000 m^3/ano) Brasil ano-base: 2000.

	Preços internacionais de petróleo e derivados - linha de referência		
	R$ 2,6/US$	**R$ 3,0/US$**	**R$ 3,5/US$**
Sem política de incentivos	0	0	471.118
Política fiscal (A)	0	471.118	471.118
Financiamento (B)	0	0	471.118
(A) + (B)	0	471.118	471.118
Externalidade 1: 500 R$/t$SO_2$	0	471.118	1.555.282
Externalidade 2: 1.500 R$/t$SO_2$	1.555.282	1.555.282	1.953.873
	Preços internacionais de petróleo e derivados – linha de alto preço		
	R$ 2,6/US$	**R$ 3,0/US$**	**R$ 3,5/US$**
Sem política de incentivos	0	0	0
Política fiscal (A)	0	471.118	0
Financiamento(B)	0	0	0
(A) + (B)	0	471.118	0
Externalidade 1: 500 R$/t$SO_2$	0	471.118	1.084.164
Externalidade 2: 1.500 R$/t$SO_2$	1.555.282	1.555.282	1.482.755

Nota: vide nota na tabela 5.1.

Os resultados obtidos sinalizam a estreita relação entre as linhas narrativas estabelecidas e as políticas de incentivo à substituição interenergéticos na indústria química. As linhas narrativas englobam variáveis de contexto, isto é, variáveis sobre as quais o investidor e mesmo o governo possuem reduzida margem de influência. Assim se coloca a influência de variáveis tais como a taxa de câmbio e os preços internacionais do petróleo, por exemplo. Por outro lado, as políticas de incentivo representam um escopo de possibilidades de interferir nas avaliações econômicas realizadas, através de parâmetros específicos à substituição interenergéticos, com maior alcance por parte do governo brasileiro.

Assim, seja qual for o cenário de evolução dos preços internacionais de petróleo e derivados, a linha narrativa (ou a expectativa) de evolução do câmbio em 2,6 R$/US$ torna viáveis economicamente 71% do mercado de gás natural apenas no caso em que exista um mercado de certificados de óxidos de enxofre cotados em torno de R$ 1.500/t SO_X. Este valor, embora bastante improvável também mostra o grau de impacto de

políticas ambientais que permitam internalizar o ganho advindo de emissões evitadas de SO_x, uma vez que os dados de potencial econômico aqui obtidos referem-se a cenários sem a adoção de qualquer política de incentivo direto à substituição interenergéticos. O grau de factibilidade deste cenário pode ser avaliado se considerarmos que a tonelada de SO_2 foi negociada no mercado norte-americano de certificados norte-americano, em média, a US$ 170, em 2001 (EPA, 2002).

Destes resultados depreende-se que numa linha narrativa de baixa depreciação cambial (taxa de câmbio de 2,6 R$/US$) mesmo a adoção de políticas de incentivo, como o financiamento de equipamentos de consumo de gás e da conversão de caldeiras e as políticas fiscais, se mostram improfícuas, em virtude da baixa competitividade dos preços do gás natural face aos praticados para outras fontes energéticas.

Por outro lado, a linha narrativa de evolução de referência para o preço do petróleo e derivados, combinada à taxa de câmbio de 3,5 R$/US$, apresenta resultados mais favoráveis do que a de elevados preços internacionais de petróleo. Isto se dá, porque, embora a parcela de "*commodity*" seja afetada pelas variações de preços da cesta de óleos combustíveis a qual se indexa, dadas as hipóteses de precificação do gás aqui adotadas, o repasse do impacto destes preços não ocorre na mesma proporção da observada para os energéticos concorrentes. Neste contexto, portanto, a competitividade dos preços relativos entre gás natural/energéticos concorrentes é bastante favorecida, como se conclui dos resultados de potencial econômico obtidos. Com efeito, este estudo assumiu que a taxa de câmbio afeta não apenas os preços do gás natural, mas também dos seus energéticos substitutos passíveis de ser importados, já que a liberação dos preços dos derivados de petróleo no mercado brasileiro acaba por atrelar o preço destes energéticos ao mercado internacional.

Finalmente, no caso da linha narrativa que considera a taxa de câmbio de 3,0 R$/US$, verifica-se a efetividade da incidência de política fiscal[2] sobre os investimentos a serem realizadas na substituição de combustíveis fósseis. Esta efetividade se verifica tanto nas linhas narrativas de alto preço ou de preço de referência de petróleo. De certo modo, pode-se afirmar que a taxa de câmbio de 3,0 R$/US$ constitui uma linha narrativa em que é possível atuar sobre o preço do gás natural, viabilizando parte do mercado de substituição interenergéticos, mesmo para o cenário de alto preço de

[2] Relembra-se que esta política é resultado da combinação da redução do preço do gás natural ao consumidor final, através da diminuição da alíquota de impostos sobre ele incidente, bem como do alongamento do prazo de depreciação de ativos adquiridos para conversão dos equipamentos.

petróleo e derivados. A política de incentivos fiscais, neste caso, afeta apenas o preço do gás natural e não os preços dos derivados de petróleo, compensando, parcialmente, a pressão cambial sobre este energético.

No entanto, cabe notar que este tipo de política representa uma perda de arrecadação por parte do Estado, que precisa ser bem dimensionada a fim de se elucidar até mesmo a sua necessidade ou efetividade. Como já dissemos no capítulo referente à metodologia de avaliação adotada, esta perda de arrecadação pode ser vista, a princípio, como o direcionamento de benefícios para um dado segmento da economia, mas que pode na verdade, possuir um efeito potencializador de outras atividades que orbitam em torno da atividade beneficiada com a renúncia fiscal. No contexto geral, portanto, o efeito líquido deste incentivo deve levar em consideração os efeitos indiretos sobre outros segmentos da economia.

Como a substituição interenergéticos é fortemente afetada pelo preço do gás natural, no médio e longo prazos, uma política de maior sustentabilidade para este energético consiste no incentivo à expansão da sua infra-estrutura de distribuição e comercialização, com vistas a ampliar o número e volume do seus consumidores e, mesmo, atingir consumidores com menor mobilidade – como, por exemplo, os consumidores do setor residencial que, embora dispersos, podem constituir um mercado praticamente cativo para o gás natural. De fato, a estratégia mais adequada de viabilização do gás natural deriva de políticas destinadas à criação e garantia de distribuição da renda gasífera ao longo da cadeia deste energético, o que somente pode ocorrer, de forma sustentável, através da expansão e da abertura da rede de transporte e distribuição de gás natural no país (Tolmasquim et al, 2002).

Deve ser ressaltado, todavia, o papel do setor industrial como, por exemplo, a indústria química, na representatividade de formas de progressivamente desenvolver a escala de consumo de gás natural no país. Neste sentido, é interessante analisar também o potencial de substituição interenergéticos devido à externalidade ambiental positiva do gás natural, relativamente aos energéticos com que ele concorre. Merece ênfase o fato de que é indiferente, na linha narrativa de taxa de câmbio de 3,0 R$/US$, adotar-se a política fiscal favorável ao uso do gás natural, ou valorar-se a tonelada de dióxido de enxofre ao preço de 500 R$ – preço, este, compatível com os dos certificados negociados no mercado dos Estados Unidos. Aliás, à taxa de câmbio de 3,5 R$/US$ e para os preços de referência do petróleo e seus derivados, mais de 70% do potencial técnico remanescente de consumo de gás natural no setor químico se viabiliza

economicamente, devido à valoração das externalidades ambientais negativas dos óxidos de enxofre a 500 R$/t SO_2. Ademais, ao contrário da política fiscal antes descrita, a valoração do SO_2 não representa uma perda de receita para o tesouro público, mas antes um incentivo ao melhor uso de bens públicos (caso da qualidade do ar, que sofre melhorias).

Em suma, a viabilização econômica do mercado potencial técnico de gás natural para geração de calor na indústria química brasileira está não apenas relacionada à expectativa de evolução dos preços internacionais do petróleo e, por extensão, seus derivados, mas também é afetada pela expectativa de evolução da taxa de câmbio. Esta conclusão, ainda que tautológica, tem a virtude de objetivamente mostrar que a adoção sem critério de políticas de incentivo pode ser ou ineficaz (caso dos cenários de referência do preço de petróleo e da taxa de câmbio de 2,6 R$/US$) ou desnecessária, o que pode evitar superposição improfícua de ações.

Finalmente, nas famílias de cenário em que existe eficácia na adoção de políticas de incentivo, a política cujos resultados se mostraram mais favoráveis foi a de incentivo fiscal. Isto se dá, porque o custo de capital de conversão de queimadores para consumo de gás natural não é tão elevado, sendo o parâmetro-chave da viabilização do mercado de gás a relação a cada instante dos preços de gás e dos energéticos substitutos. Assim, diante de uma linha de menor intervenção governamental no preço de derivados de petróleo, a política de redução de incidência de taxas e impostos no preço do gás e a política de acréscimo de taxas ambientais (devido à internalização das emissões de SO_2) no preço dos energéticos substitutos são as mais efetivas. Mesmo elas, no entanto, dependerão da evolução do cenário de oferta de petróleo e derivados no mercado mundial nos próximos 15 anos.

5.2.2 Cogeração em regime "*topping*"

A primeira observação acerca do potencial técnico de cogeração a gás natural em regime "*topping*" na indústria química brasileira, é que se verifica serem as plantas pertencentes às cadeias de derivados de etileno e de intermediários para fertilizantes as responsáveis pelas maiores parcela deste potencial no Brasil (tabela 5.3). Tais resultados são explicados pela baixa razão potência/calor das empresas destes segmentos, que favorece a produção de excedentes de eletricidade, quando se dimensiona a central de cogeração para atendimento prioritário das cargas térmicas. De fato, no caso de

empresas com perfil mais intensivo em energia térmica de combustíveis fósseis, a recomendação é a priorização do atendimento das cargas térmicas destes usuários, procedimento que foi internalizado na metodologia de avaliação adotada.

Tabela 5.3: Estimativa de potencial técnico de cogeração a gás natural na indústria química brasileira para o ano-base de 2000.(1)

	Potência instalada (kW)		**Consumo de gás (mil m^3/ano)**	
Cadeia	**Mínimo**	**Médio**	**Mínimo**	**Médio**
Etileno	368.133	418.969	968.611	1.097.422
Propileno	112.219	126.688	300.176	337.330
BTX	91.508	123.790	246.050	328.195
Fertilizantes	531.933	594.028	1.343.111	1.498.318
Cloro-álcalis	17.310	19.752	45.240	51.697
Elastômeros	70.720	70.720	187.219	187.219
Química fina	47.209	47.209	120.219	120.219
Total	**1.239.032**	**1.401.157**	**3.210.626**	**3.620.400**

Nota: Nota: vide nota na tabela 5.1.

O comportamento deste potencial, quando submetido à diferentes contextos de ações de incentivo e de macroambiente é exibido na tabela 5.4 e tabela 5.5, resumindo os resultados obtidos para as 12 famílias de cenários simulados, considerando-se o critério conservador de viabilização econômica em que a taxa interna de retorno dos projetos considerados viáveis economicamente é pelo menos igual a 25% a.a. Como já explicitado no item referente ao potencial econômico de substituição de combustíveis fósseis, o valor adotado para esta taxa de retorno reflete simplesmente, a elevada percepção de risco de possíveis investidores em cogeração no Brasil, relacionando-se fortemente à atual fase de transição do setor elétrico brasileiro, em que muitas regras continuam sendo estabelecidas, ou ainda não foram devidamente apreendidas por possíveis investidores.

Tabela 5.4: Potencial econômico de cogeração a gás natural em regime *topping* (kW) na indústria química brasileira – ano-base: 2000.

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem política	47.629	19.221	37.129	19.221	19.221	19.221
(A)[1]	66.213	19.221	47.629	19.221	19.221	19.221
(B)[1]	56.576	19.221	47.338	19.221	19.221	19.221
(C)[1]	502.439	255.157	290.932	197.073	367.594	73.552
(A, B)	179.820	47.338	47.629	19.221	47.338	19.221
(B,C)	576.247	285.828	359.848	255.157	527.089	219.741
(A,C)	1.146.372	818.454	932.938	807.409	923.885	665.884
(A,B,C)	1.149.663	932.938	941.320	911.365	942.300	896.436
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem política	56.766	19.221	47.338	19.221	19.221	19.221
(A)[1]	144.934	37.129	47.629	19.221	19.221	19.221
(B)[1]	56.766	37.129	47.338	19.221	37.129	19.221
(C)[1]	547.885	255.157	293.751	219.741	285.828	164.225
(A, B)	202.489	47.338	56.576	19.221	47.338	19.221
(B,C)	636.394	317.784	424.392	285.828	403.692	307.370
(A,C)	1.146.372	911.365	938.926	896.436	920.351	714.173
(A,B,C)	1.149.663	938.926	943.500	943.500	939.238	905.180

Notas: Legendas para as políticas de incentivo: (A): venda de excedentes favorecida; (B) política fiscal; (C) Financiamento.

O ramo 1 corresponde ao cenário referencial de preço de petróleo, à taxa de câmbio de 2,6 R$/US$ e ao crescimento de 10% a.a. da tarifa de eletricidade. O ramo 2 equivale ao ramo 1, salvo no crescimento dos preços finais de eletricidade, que neste cenário é igual a 5% a.a. O ramo 3 equivale ao ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,0 R$/US$. O ramo 4 equivale ao ramo 3, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. O ramo 5 equivale ao ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,5 R$/US$. O ramo 6 equivale ao ramo 5, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. Os ramos de 7 a 12 equivalem aos ramos de 1 a 6 salvo para o cenário de evolução do preço do petróleo, que passa a ser o cenário de alto preço de *World Energy Outlook* 2000 (EIA, 2002).

Estes resultados referem-se ao conjunto de produtos e processos para os quais existem dados disponíveis no país em 2000. Assim, ele refere-se a 81% da produção física total e a 78% do consumo de energia total da indústria química brasileira. Os valores são obtidos para os indicadores médios de consumo de energia dos processos químicos analisados.

Tabela 5.5: Potencial econômico de cogeração a gás natural em regime *topping* (1000 m^3/ano) na indústria química brasileira – ano-base: 2000.

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem política	127.685	53.932	99.535	53.932	53.932	53.932
(A)[1]	177.701	53.932	127.685	53.932	53.932	53.932
(B)[1]	151.890	53.932	126.605	59.932	53.932	53.932
(C)[1]	340.839	663.213	761.491	515.299	959.774	198.839
(A, B)	468.907	126.605	100.615	59.932	126.605	53.932
(B,C)	1.497.182	744.589	943.039	663.213	1.375.344	573.085
(A,C)	2.975.924	708.054	2.426.618	2.087.953	2.400.154	1.719.543
(A,B,C)	2.987.246	2.426.618	2.453.753	2.362.274	2.457.153	2.314.664
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem política	151.890	53.932	126.605	53.932	53.932	53.932
(A)[1]	379.170	99.535	127.685	53.932	53.932	53.932
(B)[1]	151.890	99.535	126.605	53.932	99.535	53.932
(C)[1]	1.420.082	663.213	770.972	573.025	744.589	429.743
(A, B)	526.633	126.605	151.890	53.932	126.605	53.932
(B,C)	1.650.843	829.871	1.109.218	744.589	1.052.742	797.729
(A,C)	2.975.924	2.362.274	2.445.441	2.314.654	2.388.481	1.844.316
(A,B,C)	2.987.246	2.445.441	2.461.255	2.461.255	2.446.630	2.341.864

Notas: vide nota na tabela 5.4.

Como se observa, o impacto de políticas isoladas de incentivo tende a aumentar o potencial economicamente viável em montantes significativamente menores do que aqueles observados quando se conjugam estas políticas.

Isoladamente, o acesso a financiamento, nas condições estabelecidas pelas simulações (tempo de 15 anos, financiamento em 80% do custo fixo à taxa de 15% a.a.), constituiu a política de maior êxito na viabilização do mercado de gás natural para cogeração no setor químico. Ainda assim, esta política mostrou-se bastante afetada pela linha narrativa considerada, fornecendo resultados para o potencial de cogeração economicamente viável numa faixa que varia entre 550 MW (cenário de alto preço de

petróleo e derivados e menor taxa de câmbio) e 75 MW (cenário de referência para o preço do petróleo e maior taxa de câmbio). Isto se explica, em grande parte, no considerável impacto da depreciação cambial nos pagamentos do financiamento dentro fluxo de caixa dos projetos de cogeração a gás natural.

No caso da adoção isolada da política de depreciação acelerada, o seu impacto sobre a viabilização de centrais de cogeração a gás somente é percebido nas linhas narrativas de menor taxa de câmbio e altas tarifas de energia elétrica. Esta política acaba por viabilizar, nestes casos, as centrais cuja taxa interna de retorno se encontra, na ausência de incentivo, em torno de 20%. Com efeito, verificou-se que, normalmente, a depreciação acelerada tende a aumentar em até 5% a taxa interna de retorno dos sistemas avaliados, sem, no entanto, necessariamente torná-los viáveis economicamente, segundo o critério adotado neste estudo. [3] Por outro lado, o impacto da depreciação acelerada, associado ao da política de favorecimento à venda de excedentes elétricos, apenas é determinante na linha narrativa de menor taxa de câmbio e trajetória de altos preço da energia elétrica, levando, por exemplo, o potencial brasileiro de 50 MW (sem política de incentivos) para 180 MW, no caso da evolução de referência dos preços do petróleo e derivados (ramo 1 da tabela 5.4).[4]

Neste sentido, deve-se notar também que a aplicação combinada do método de depreciação baseado no critério de *Matheson* - em substituição ao Método da linha reta - , além da depreciação em 7 anos tem o efeito de reduzir a arrecadação do governo nos primeiros anos do projeto, enquanto aumenta o lucro líquido do investidor privado. Assim, o subsídio da depreciação acelerada ou da mudança do método de cálculo da depreciação representa, diretamente, uma perda de arrecadação do governo. No entanto, tanto esta perda de arrecadação fiscal pode ser compensada, de certo modo, pela própria implantação do projeto, que, sem ela, não se mostraria viável sob o prisma do investimento privado, quanto este tipo de incentivo escalonado no tempo deve ser comparado a possíveis subsídios diretos sobre o investimento inicial do projeto. Estes subsídios diretos embutem, em geral, maiores riscos[5]. Por último, uma política de

[3] Como se percebe, conforme o critério de viabilização econômica adotado, o acréscimo de potencial de cogeração é discreto, ocorrendo segundo a viabilização de sistemas de cogeração específicos. Isto significa também que uma política de incentivo pode aumentar a taxa interna de retorno dos sistemas avaliados, sem, todavia, aumentar o potencial econômico de cogeração.

[4] Para a região sudeste do país, o potencial econômico de cogeração a gás vai de 37 MW para 106 MW.

[5] A fase de implementação de um projeto de geração de energia, por exemplo, é a que embute maiores riscos (CHPClub, 2000).

depreciação acelerada também é indutora da reposição tecnológica dos equipamentos, uma vez que se trata de um pressuposto básico deste tipo de política.

Por sua vez, a adoção isolada da política de incentivo à venda de excedentes elétricos, dependendo das linhas narrativas consideradas, traduz-se em resultados nulos ou, ainda, desprezíveis para viabilização da cogeração a gás natural. Isto somente não é tão verdadeiro no caso da linha narrativa de baixa taxa de câmbio, alta tarifa de energia elétrica e elevados preços de derivados de petróleo – i.e., cenário relativamente favorável a medidas de conservação de energia elétrica e de fontes combustíveis fósseis. Neste caso, a aplicação isolada do incentivo fundamentado na garantia de compra do excedente elétrico da cogeração ao preço equivalente a 60% da tarifa da rede implica na viabilização econômica de cerca de 150 MW de cogeração, considerando-se sempre a base de produção física de 2000. Este potencial economicamente viável, ainda assim, corresponde a menos de 15% do potencial técnico de cogeração a gás natural em regime "*topping*" antes identificado.

Todavia, a política de estímulo à produção de excedentes elétricos, somada ao acesso ao financiamento, praticamente atende o objetivo de viabilização de fração considerável do potencial técnico de cogeração a gás natural da indústria química brasileira. Isto é particularmente verdadeiro nos ramos da árvore de cenários baseados na trajetória de alto preço para energia elétrica (especialmente os ramos 1, 3, 5, 7, 9 e 11). Nestes ramos, o incentivo a venda de excedentes elétricos permite que projetos no limiar da viabilização econômica devido ao financiamento do seu custo fixo se tornem, afinal, viáveis. Objetivamente, o favorecimento à venda de excedentes elétricos que, isoladamente, mostrou resultados modestos, quando associada à política de financiamento, nas linhas narrativas de melhor desempenho (ramos 1 e 7), viabilizou 82% do potencial técnico.[6]

De fato, a venda de excedentes elétricos favorecida tem impactos maiores quando o investidor espera uma trajetória de aumento acentuado do preço da energia elétrica. Caso a sua expectativa, ao contrário, se dirija para uma trajetória mais moderada de crescimento das tarifas de eletricidade (ramos 2, 4, 6, 8, 10 e 12 da árvore de cenários), a política de venda de excedentes elétricos, embora ainda tenha impacto relevante quando associada ao financiamento, não esgota o campo de possibilidades aqui avaliado. Por exemplo, para o ramo 12 (linha de alta taxa de câmbio, preço elevado

[6] O acréscimo da política fiscal acelerada torna viáveis apenas mais 3,3 MW nestes ramos de cenários.

de petróleo e moderado crescimento da tarifa de energia elétrica), a combinação das três políticas de incentivo traduz-se em um potencial economicamente viável cerca de 200 MW maior do que o potencial atingido com a combinação do financiamento com a venda favorecida de excedentes elétricos.

A título de resumo, no todo, as linhas narrativas estabelecidas revelam um potencial econômico de cogeração a gás natural em regime "*topping*" na indústria química brasileira, para o ano-base de 2000, variando entre 20 MW (maior taxa de câmbio e falta de incentivo, ou crescimento moderado da tarifa de energia elétrica e falta de incentivos), e cerca de 1150 MW (menor taxa de câmbio e combinação do financiamento com a venda de excedentes elétricos). De fato, estes números demonstram grande sensibilidade da viabilidade econômica de consumo de gás natural para cogeração no país[7] de acordo com a linha narrativa estabelecida. Se por um lado mostra-se que a volatilidade de variáveis tais como a taxa de câmbio exercem bastante impacto sobre a viabilidade do consumo de gás natural – de fato, num ambiente de maior depreciação cambial com incentivos reduzidos pode-se inviabilizar a utilização de sistemas de cogeração, pela incerteza associada tanto à variação de custos fixos quanto variáveis – mostra-se que é possível impulsionar este mercado assumindo-se a política adequada de incentivo. Exemplificando, a ação de incentivo baseada em aporte de capital para financiamento permite alavancar um potencial significativo de cogeração, reduzindo - não eliminando, deve ficar bem claro isto -consideravelmente o efeito de variáveis de contexto tais como o nível de preços internacionais do petróleo e taxa de câmbio, sobre as quais já foi dito, o investidor não exerce ação direta sobre possíveis trajetórias. Corresponde, pois, ao "habitat" em que este potencial investidor se insere, sentindo, pois, os efeitos deste macro-ambiente.

5.3 ANÁLISE DO POTENCIAL DE USO DE GÁS NATURAL NO SETOR HOSPITALAR BRASILEIRO

5.3.1 Substituição intercombustíveis na geração de calor

A tabela 5.6 apresenta a estimativa de potencial técnico de cogeração para hospitais brasileiros segundo as tipologias estabelecidas e para o ano-base de 1999, totalizando aproximadamente 15 Mm^3/mês (cerca de 0,5 Mm^3/dia ou, ainda,

aproximadamente 183 Mm^3/ano). Em termos comparativos quanto à magnitude deste resultado de potencial técnico, basta notar que em 1999 o consumo de gás natural de todo o setor comercial e público brasileiro foi igual a 57 Mm^3/ano (MME, 2001).[8] Trata-se, portanto, de um indicativo bastante importante para setor hospitalar brasileiro.

Tabela 5.6: Potencial técnico de consumo de gás natural para geração de calor em hospitais brasileiros – ano-base: 1999.[(1)] (1000 m^3/mês)

	GP	MP(c)	MP (nc)	PP	<50	SUS	Total
Brasil	2.976	4.285	649	4.339	1.168	1.624	15.042
Sudeste	1.841	2.532	333	1.813	384	487	7.390
Sul	577	308	51	980	283	95	2.294
Centro-Oeste	134	331	55	310	197	117	1.143
Nordeste	424	1.027	199	991	223	778	3.642
Norte	0 [(2)]	87	11	246	82	147	573

Notas: (1) Trata-se da geração de energia térmica; (2) Nenhum hospital da região Norte foi classificado na categoria GP. (3) Resultados válidos para a base de dados da Pesquisa de Assistência Médica do IBGE (2000).

Legendas: GP: hospitais de grande porte; MP (c): hospitais de médio porte com maior nível de conforto; MP(nc): hospitais de médio porte com menor nível de conforto; PP: hospitais de pequeno porte; <50: hospitais de porte inferior a 50 leitos; SUS: hospitais com atendimento exclusivo à rede SUS.

A tabela 5.7 apresenta o comportamento deste potencial de substituição de fontes térmicas por gás natural em hospitais brasileiros em diferentes contextos de macroambiente e de ações de incentivo. Da observação dos resultados obtidos, o potencial de substituição para esta finalidade aumenta à medida que se vislumbram cenários de maior depreciação cambial, comportamento que se compreende devido ao fato de ser o repasse destas variações cambiais mais acentuado no caso dos energéticos concorrentes com o gás natural neste caso.

Ao se analisar o efeito da taxa de câmbio sobre o volume economicamente viável para consumo térmico em hospitais (tabela 5.9), percebe-se um efeito que eleva, para um cenário de preços referenciais de petróleo e na inexistência de políticas de incentivo, o consumo de gás natural de 9.103 mil m^3/mês para ate 9.527 mil m^3/mês. Nas mesmas condições, num cenário de altos preços internacionais do petróleo, o

[7] Embora estes resultados se apresentem para a indústria química até aqui, como se verá adiante, as conclusões qualitativas se repetem para os segmentos do setor terciário avaliados.
[8] Utiliza-se aqui o ano-base de 1999 de forma a manter a concordância com a base de dados aplicada.

acréscimo de consumo sobre o valor observado no cenário de menor depreciação cambial (R$ 2,6/US$) corresponde a até 985 mil m^3/mês. Estes números referem-se ao efeito combinado das hipóteses acerca da taxa de câmbio e dos preços internacionais de petróleo. Ao se examinar o efeito da competitividade do gás natural sobre seus energéticos substitutos em decorrência dos preços internacionais de petróleo (tabela 5.10), percebe-se ser o impacto deste contexto o mais significativo na viabilização econômica do uso do natural para consumo térmico em hospitais brasileiros. Exemplificando, no cenário de maior depreciação cambial (R$ 3,5/US$) e de altos preços internacionais do petróleo, na ausência de quaisquer políticas de incentivo ao uso do gás natural, cerca de 57% do acréscimo de consumo de gás natural (568 mil m^3/mês) do total de 993 mil m^3/mês e devido exclusivamente ao fator "preços internacionais do petróleo".

Tabela 5.7: Potencial econômico de substituição inter-energéticos para o setor hospitalar brasileiro – total Brasil (mil m^3/mês).

	Cenário de preços de referência para o petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	9.103	9.346	9.527
Apenas com política fiscal (A)	9.260	9.484	9.619
Apenas com política de financiamento (B)	9.103	9.346	9.619
(A, B)	9.260	9.484	9.619
	Cenário de preços de altos do petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	9.970	10.089	10.096
Apenas com política fiscal (A)	9.974	10.089	10.096
Apenas com política de financiamento (B)	9.970	10.089	10.096
(A, B)	9.974	10.090	10.100

Tabela 5.8: Percentual do potencial técnico viabilizado em função do contexto de preços de energia, taxa de cambio e das políticas de incentivo – total Brasil.

	Cenário de preços de referência para o petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	60,5%	62,1%	63,3%
Apenas com política fiscal (A)	61,6%	63,0%	63,9%
Apenas com política de financiamento (B)	60,5%	62,1%	63,9%
(A, B)	61,6%	63,0%	63,9%
	Cenário de preços de altos do petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	66,3%	67,1%	67,1%
Apenas com política fiscal (A)	67,1%	67,1%	67,1%
Apenas com política de financiamento (B)	67,1%	67,1%	67,1%
(A, B)	67,1%	67,1%	67,1%

Potencial técnico de gás natural para substituição interenergéticos: 15.042 mil m^3/mês.

Tabela 5.9: Acréscimo de consumo de gás natural (mil m^3/mês) para substituição interenergéticos em hospitais brasileiros de acordo com o cenário cambial adotado – total Brasil.

	Cenário de preços de referência para o petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	0	243	424
Apenas com política fiscal (A)	0	224	359
Apenas com política de financiamento (B)	0	243	516
(A, B)	0	224	359
	Cenário de preços de altos do petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	0	985	993
Apenas com política fiscal (A)	0	828	835
Apenas com política de financiamento (B)	0	985	993
(A, B)	0	829	840

Tabela 5.10: Acréscimo de consumo de gás natural (mil m^3/mês) para substituição interenergéticos em hospitais brasileiros devido à adoção de um cenário de altos preços internacionais do petróleo – total Brasil.

	Taxa de câmbio		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	867	743	568
Apenas com política fiscal (A)	828	605	477
Apenas com política de financiamento (B)	985	743	477
(A, B)	828	606	481

Nota: corresponde à diferença de mercado entre o mercado de gás para a linha narrativa de preços internacionais de referência e de preços internacionais de referência para o petróleo, conforme dados apresentados na tabela 5.7.

Ainda, como se observa na tabela 5.11, o efeito das políticas de incentivo ao uso do gás natural, embora representem impacto positivo sobre o aumento da demanda de gás natural para uso térmico em hospitais brasileiros, e significativamente menor do que aquele produzido por variáveis que fogem ao escopo de ação de um governo. De fato, o maior impacto das políticas sobre o volume consumido de gás natural se dá no contexto de preços internacionais de petróleo mais reduzidos, onde normalmente a competitividade relativa entre gás natural e substitutos é menor, em virtude da menor preço relativo entre estas fontes. Os resultados apresentados na tabela 5.11 sugerem que, em um cenário de maiores preços de internacionais de petróleo, prepondera o efeito deste contexto, havendo pequena margem para aumento do consumo devido a incidência de políticas governamentais de incentivo ao uso do gás natural. Em outras palavras, a política de incentivo se faz mais premente em contextos de menores preços internacionais de petróleo, onde a competição entre o gás natural e os seus energéticos concorrentes é mais dificultada.

A não observação de impacto relacionado a uma política de financiamento de equipamentos justifica-se, em qualquer caso, pelo saldo vantajoso obtido entre o investimento reduzido necessário a conversão de equipamentos para uso do gás natural e a economia operacional obtida ao longo de um período de 15 anos, horizonte de análise considerado.

Tabela 5.11: Acréscimo de mercado de gás natural para substituição interenergéticos (mil m^3/mês) no setor hospitalar brasileiro devido ao efeito de políticas de incentivo, em relação ao cenário com inexistência de políticas de incentivo.

	Cenário de preços de referencia para o petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	0	0	0
Apenas com política fiscal (A)	157	138	92
Apenas com política de financiamento (B)	0	0	92
(A, B)	157	138	92
	Cenário de preços de altos do petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	0	0	0
Apenas com política fiscal (A)	4	0	0
Apenas com política de financiamento (B)	0	0	0
(A, B)	4	1	4

5.3.2 Cogeração em regime "*topping*"

A tabela 5.12 apresenta a estimativa de potencial técnico de cogeração a gás natural para hospitais brasileiros e da Região Sudeste, segundo as tipologias estabelecidas. Em relação a estes resultados, merece ressalva o fato de que, enquanto hospitais do tipo GP e MP(c) necessitam de consumo adicional de gás natural para atendimento de demandas térmicas não supridas pelo seu sistema de cogeração, hospitais do tipo PP e <50 praticamente atingem paridade elétrica e térmica com a instalação do motor a gás. Isto faz com que a relação entre o consumo final total de gás natural e a potência instalada em cogeração seja menor nestes hospitais do que naqueles classificados nas duas outras categorias.

Tabela 5.12: Potencial técnico de cogeração a gás natural em hospitais brasileiros – ano-base: 1999.

Tipologia	Potencial técnico (kW)	Porte médio (kW)	n^0. de sistemas	Economia de eletricidade (MWh/mês)	Carga média de condicionamento TR	Consumo de gás (mil m^3/mês) COP I	COP II
GP	72.499	1.812	40	22.951	996	16.867	12.864
MP(c)	98.006	548	179	16.564	123	16.824	13.450
MP(nc)	41.252	335	123	4.687	55	4.517	4.480
PP	220.132	127	1.738	20.625	23	23.787	23.058
<50	20.537	55	375	4.597	17	2.868	2.248
SUS	44.436	119	373	2.191	10	2.750	2.690
Total	**496.861**	**176**	**2.828**	**71.616**	**10.791**	**67.613**	**58.790**

Nota: COP I refere-se ao sistema de condicionamento de efeito simples, COP II ao sistema de condicionamento de duplo efeito. Trata-se também do potencial remanescente – i.e., não inclui o mercado existente de consumo de gás natural. Nenhum hospital da Região Norte foi classificado na categoria GP. Resultados válidos para a base de dados da Pesquisa de Assistência Médica do IBGE (2000).

Legendas: GP: hospitais de grande porte; MP (c): hospitais de médio porte com maior nível de conforto; MP(nc): hospitais de médio porte com menor nível de conforto; PP: hospitais de pequeno porte; <50: hospitais de porte inferior a 50 leitos; SUS: hospitais com atendimento exclusivo à rede SUS.

A tabela 5.13 sumariza os resultados obtidos nesta tese, considerada tanto a ausência quanto a aplicação, isolada ou combinada, de diferentes políticas de incentivo. Além de se avaliar o efeito de possíveis trajetórias dos valores de variáveis econômicas selecionadas sobre o potencial econômico de cogeração a gás natural, analisou-se aqui o uso de dois sistemas de refrigeração por absorção (SRA) distintos, para atendimento das cargas de condicionamento ambiental do estabelecimento de saúde. O primeiro sistema, o SRA de simples estágio, tem menor custo de capital e maior custo operacional em relação ao SRA com duplo estágio. Como visto neste estudo, as diferenças destes dois sistemas quanto ao custo operacional decorre das demandas específicas de vapor para produção de potência de refrigeração, o que se reflete diretamente no consumo de gás natural para suprimento destes sistemas[9].

[9] Enquanto que o SRA de simples estágio aqui considerado demanda uma corrente de vapor de 6,4 kg/h a 100^0 C, para produção de uma tonelada de refrigeração (TR), o SRA de duplo estágio aqui utilizado demanda, para condições equivalentes de produção de potência de refrigeração, cerca de 3,9 kg/h de vapor a 130 ^{0}C (ou cerca de 3/5 da demanda de combustível do primeiro sistema).

Tabela 5.13: Potencial econômico de cogeração a gás natural (kW) no setor hospitalar brasileiro de acordo com combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de simples estágio (COP= 0,74).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	27.064	0	0	0	0	0
Financiamento (C)	439.849	213.149	332.578	155.703	255.560	25.970
(A, B)	31.993	0	5.983	0	0	0
(B,C)	480.535	361.427	461.240	283.476	376.587	202.309
(A,C)	459.218	268.845	389.632	124.359	280.895	113.359
(A,B,C)	481.617	400.515	467.594	342.484	430.667	237.116
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	9.787	0	0	0	0	0
Financiamento (C)	413.036	190.531	312.985	116.393	233.653	25.970
(A, B)	16.418	0	0	0	0	0
(B,C)	470.972	350.682	453.761	279.337	363.731	190.832
(A,C)	455.941	268.162	397.187	145.172	262.239	64.496
(A,B,C)	481.333	384.204	464.286	335.917	427.268	221.675

Notas: O ramo 1 corresponde ao cenário referencial de preço de petróleo, à taxa de câmbio de 2,6 R$/US$ e ao crescimento de 10% a.a. da tarifa de eletricidade. O ramo 2 equivale ao ramo 1, salvo no crescimento dos preços finais de eletricidade, que neste cenário é igual a 5% a.a. O ramo 3 equivale ao ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,0 R$/US$. O ramo 4 equivale ao ramo 3, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. O ramo 5 equivale ao ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,5 R$/US$. O ramo 6 equivale ao ramo 5, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. Os ramos de 7 a 12 equivalem aos ramos de 1 a 6 salvo para o cenário de evolução do preço do petróleo, que passa a ser o cenário de alto preço de *World Energy Outlook* 2000 (EIA, 2002).

Conforme ano-base de 1999 da pesquisa do IBGE (2000). Considera-se ainda um porte mínimo de 50 kW para o sistema de cogeração.

Tabela 5.14: Potencial econômico de cogeração a gás natural (kW) no setor hospitalar brasileiro de acordo com a combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de duplo estágio (COP=1,20).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	34.644	0	2.579	0	0	0
Financiamento (C)	424.195	264.107	381.619	164.150	286.493	36.727
(A, B)	34.644	0	2.579	0	0	0
(B,C)	483.059	429.514	464.884	325.794	422.413	260.650
(A,C)	467.198	321.432	394.704	221.628	342.227	78.196
(A,B,C)	483.059	442.148	464.884	401.425	422.413	300.670
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	21.313	0	0	0	0	0
Financiamento (C)	404.783	238.941	354.553	145.763	271.151	30.882
(A, B)	21.313	0	0	0	0	0
(B,C)	482.388	423.617	452.311	318.952	417.886	247.025
(A,C)	455.794	324.849	399.569	198.065	322.286	72.350
(A,B,C)	482.388	437.135	452.311	394.367	417.886	279.446

Notas: vide nota na tabela 5.13.

Tabela 5.15: Potencial econômico de cogeração a gás natural (1000 m^3/mês) no setor hospitalar brasileiro de acordo com combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de simples estágio (COP= 0,74).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	3.034	0	0	0	0	0
Financiamento (C)	61.556	26.396	44.428	14.966	33.269	4.220
(A, B)	3.034	0	0	0	0	0
(B,C)	66.407	46.418	63.994	34.692	49.544	24.565
(A,C)	63.597	34.585	55.997	14.966	37.327	13.592
(A,B,C)	66.407	52.624	63.994	44.101	49.544	28.627
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	1.010	0	0	0	0	0
Financiamento (C)	58.472	23.054	41.141	14.013	30.346	4.220
(A, B)	1.010	0	0	0	0	0
(B,C)	65.125	44.511	63.113	34.161	47.271	22.455
(A,C)	63.167	34.050	56.713	17.276	34.513	8.405
(A,B,C)	65.125	49.820	63.113	63.113	47.271	26.740

Notas: vide nota na tabela 5.13.

Tabela 5.16: Potencial econômico de cogeração a gás natural (1000 m^3/mês) no setor hospitalar brasileiro de acordo com a combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de duplo estágio (COP=1,20).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	4.387	0	322	0	0	0
Financiamento (C)	52.376	32.494	47.973	19.991	36.901	5.037
(A, B)	4.387	0	322	0	0	0
(B,C)	58.484	52.923	56.590	38.527	52.197	31.270
(A,C)	56.819	40.071	49.325	27.153	43.584	9.688
(A,B,C)	58.484	54.235	56.590	49.799	52.197	35.698
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	2.769	0	0	0	0	0
Financiamento (C)	50.363	28.979	45.148	17.746	35.040	4.104
(A, B)	2.769	0	0	0	0	0
(B,C)	58.405	52.312	55.283	37.547	51.729	29.558
(A,C)	55.639	40.792	49.818	24.143	41.235	8.755
(A,B,C)	58.405	53.716	55.283	48.892	51.729	33.235

Notas: vide nota na tabela 5.13.

Em linhas gerais, os resultados, além de contrastarem as diferenças entre os sistemas de refrigeração/condicionamento empregados, mostraram-se bastante elucidativos quanto aos efeitos de possíveis políticas de incentivo para cogeração a gás natural no setor hospitalar brasileiro, até porque a falta destas políticas tornou economicamente inviáveis todos os sistemas avaliados neste estudo (ou resultou em potenciais econômicos de cogeração nulos).

Primeiramente, o uso isolado da política fiscal tem resultados modestos sobre o potencial econômico de cogeração a gás no Brasil, aqui estimado, ainda que eleve, como um todo, a taxa de retorno dos sistemas avaliados, em cerca de 1 a 2% a.a.[10] O melhor resultado obtido, igual a cerca de 35 MW (ramo 1 do sistema de duplo estágio na tabela 5.14), representa menos de 10% do potencial técnico de cogeração estimado neste estudo para o setor hospitalar brasileiro como um todo. Ademais, em termos das categorias de hospitais, esta política, quando aplicada isoladamente nos moldes estabelecidos por este estudo, repercutiu apenas nos hospitais de grande porte (GP), viabilizando 12% do seu potencial, e nos hospitais de médio porte confortáveis (MP(c)) e de pequeno porte (PP), viabilizando, em cada grupo, 8% do seu potencial técnico identificado.

[10] Objetivamente, excetuando-se os cenários de menor taxa de câmbio e trajetória elevada do preço da eletricidade, o impacto isolado da política de depreciação acelerada é praticamente nulo.

Assim, mantido o critério conservador de viabilidade econômica (taxa interna de retorno acima de 25% a.a.), pode-se afirmar que o incentivo fiscal contribui com o incremento do potencial econômico de cogeração no setor hospitalar brasileiro, desde que combinado a outras políticas de incentivo. Neste caso, seus efeitos são impressionantes, em alguns cenários, como no ramo 8 da tabela 5.14 (alto preço do petróleo, menor taxa de câmbio e crescimento moderado da tarifa de eletricidade), quase dobrando o potencial econômico obtido apenas com a política de financiamento. E, no caso dos ramos 6 e 12, o seu efeito, combinado ao da política de financiamento, é ainda mais drástico, viabilizando os sistemas cuja taxa de interna de retorno, após a adoção apenas da política de financiamento, estava em torno de 20 %a.a.

Por sua vez, a política de financiamento, isoladamente, permite viabilizar entre 5% (ramos 6 e 12 – tabela 5.13) e 90% (ramo 1 – tabela 5.13) do potencial técnico antes estimado, em termos de capacidade instalada. Assim, de um lado, esta é a variável de ação com maior impacto dentro das famílias de cenários aqui elaboradas,[11] de outro, este seu impacto é muito afetado por:

- Diferentes contextos de crescimento da tarifa de eletricidade. Por exemplo, no cenário tendencial de preços de petróleo, para o sistema de condicionamento de 1 estágio e no contexto de taxa de câmbio de 3,5 R$/US$, o crescimento moderado da tarifa de eletricidade reduz as receitas do sistema de cogeração ao ponto que o potencial econômico praticamente se reduz em 10 vezes (ou de 256 para 26 MW), mesmo quando se adota uma política de financiamento. Em outros termos, a política de financiamento somente logra êxito segundo um potencial investidor em cogeração no contexto em que ele prevê um crescimento relevante da tarifa de eletricidade;
- Diferentes contextos de taxa de câmbio. Em verdade, o contraste entre as diferentes linhas narrativas consideradas (ou famílias de cenários) sugere a existência de nós relacionados à taxa de câmbio da economia. De fato, existe um valor desta taxa acima do qual se verifica tanto a pressão sobre o preço de energéticos substitutos ao gás natural (GLP e óleos combustíveis), quanto a pressão sobre os custos dos equipamentos

importados para a cogeração a gás natural. Em termos objetivos, para a hipótese de crescimento alto da tarifa de eletricidade e a política de incentivo baseada no financiamento, chega-se ao potencial de cogeração a gás economicamente viável de 424.195 MW, no ramo 1 da tabela 5.14 (SRA em duplo efeito e cenário referencial de preços de petróleo), à taxa de câmbio de 2,6 R$/US$. Este potencial cai para 286.493 MW, quando a taxa de câmbio se eleva para 3,5 R$/US$. Interessantemente, no caso da linha narrativa de baixo crescimento da tarifa de eletricidade, a redução se mostra ainda mais drástica: por exemplo, quando se considera o sistema em 1 estágio, tem-se a redução do potencial obtido de 264.107 MW (ramo 2 da tabela 5.14) para 36.727 MW, para o cenário referencial de preços de petróleo (ramo 6 da tabela 5.14). Como se nota, a linha narrativa marcada pelo crescimento menos acentuado da tarifa de eletricidade, cuja variação não se relaciona diretamente à taxa de câmbio, ressalta mais ainda o impacto de uma possível depreciação cambial sobre o potencial econômico de cogeração em hospitais brasileiros. No quadro de percepção mais negativa de um eventual investidor em cogeração (taxa de câmbio de 3,5 R$/US$ e crescimento da tarifa de eletricidade em 5% a.a.), o financiamento isolado é insuficiente para viabilizar o potencial técnico identificado, restringindo esta viabilização a aproximadamente 7% do potencial técnico estimado, mesmo diante de uma política intensiva de financiamento ao custo de capital dos projetos.

Finalmente, em vista dos resultados obtidos nos cenários considerados, percebe-se que é reduzido o impacto de políticas isoladas de incentivo, à exceção da política de financiamento de equipamentos de cogeração nas famílias de cenários de taxa de câmbio inferior a 3,0 R$/US$. Assim, o impacto da combinação das políticas de incentivo é bastante claro. No todo, os cenários aqui estabelecidos revelam ser possível concretizar o potencial econômico remanescente de cogeração a gás natural no setor hospitalar brasileiro em até 483.059 kW ou, equivalentemente, 98,5% do total do potencial técnico apurado para hospitais brasileiros. No entanto, para tal, devem-se combinar simultaneamente as políticas de incentivo fiscal e de financiamento aos

[11] Variável de ação aqui significa um fator onde se é possível atuar dentro de determinados limites práticos, ao contrário de variáveis, como taxa de câmbio e preços internacionais de petróleo, ditas

contexto de taxas de câmbio moderadas e tarifas de eletricidade elevadas. Ademais, na comparação entre os dois sistemas de condicionamento avaliados (duplo e simples estágio), verifica-se que, em quase todos os casos, o sistema em duplo estágio leva a uma maior aproveitamento do potencial técnico de cogeração a gás natural em hospitais brasileiros. Em outros termos, o maior custo de capital deste sistema é compensado, normalmente, pela redução de custo variável (combustível) decorrente da sua maior performance.

Todavia, há duas exceções bastante evidentes à constatação de que o sistema de duplo estágio é o mais adequado:

- A primeira é a linha narrativa do ramo 1, para incentivo isolado do financiamento. Neste caso, o sistema em simples estágio apresenta melhores resultados, já que a pressão de maior consumo de gás natural, que este sistema acarreta, é amenizada pelo menor preço do energético, devido à menor taxa de câmbio e à trajetória de menor preço dos óleos combustíveis, sobre cujos valores está indexado o preço do gás natural;
- A segunda é a linha narrativa do ramo 6, para os incentivos combinados de financiamento e redução da tarifa de "*back up*". Neste caso, a elevada taxa de câmbio deve estar afetando, sobremaneira, o desempenho econômico de determinados sistemas em duplo estágio, comprometendo a sua viabilidade. Nunca é demais lembrar que, neste estudo, cada sistema é avaliado em separado, o que significa que o aumento do potencial ocorre em valores discretos, conforme cada unidade vai se tornando viável, segundo o critério de taxa interna de retorno acima de 25% a.a. Assim, é possível inferir que, neste mesmo ramo 6, o acréscimo da política fiscal, incidindo também sobre o método de depreciação do capital fixo, reverte a situação de preferência pelo sistema em estágio simples, viabilizando os sistemas mais complexos, cujo desempenho se compromete nas linhas narrativas de maior taxa de câmbio e menor preço do petróleo.

---

exógenas, para as quais o ambiente é dado e distribuído de forma mais abrangente na economia como um todo.

Tabela 5.17: Comparação da potencial econômico de cogeração em hospitais brasileiros para os sistemas avaliados, segundo a capacidade instalada em cogeração (SRA_1 - SRA_2). Dados em kW.

Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	-7.580	0	-2.579	0	0	0
Financiamento (C)	15.654	-50.958	-49.041	-8.447	-30.933	-10.757
(A, B)	-2.651	0	3.404	0	0	0
(B,C)	-2.524	-68.087	-3.644	-42.318	-45.826	-58.341
(A,C)	-7.980	-52.587	-5.072	-97.269	-61.332	35.163
(A,B,C)	-1.442	-41.633	2.710	-58.941	8.254	-63.554
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0	0	0	0	0	0
Redução da tarifa de "*back up*" (A)	0	0	0	0	0	0
Política fiscal (B)	-24.857	0	-2.579	0	0	0
Financiamento (C)	-11.159	-73.576	-68.634	-47.757	-52.840	-10.757
(A, B)	-18.226	0	-2.579	0	0	0
(B,C)	-12.087	-78.832	-11.123	-46.457	-58.682	-69.818
(A,C)	-11.257	-53.270	2.483	-76.456	-79.988	-13.700
(A,B,C)	-1.726	-57.944	-598	-65.508	4.855	-78.995

Nota: Nesta tabela, subtrai-se, em cada célula, a capacidade instalada (economicamente viável) do sistema acoplado ao SRA de duplo estágio da capacidade instalada do sistema acoplado ao SRA de duplo estágio.

Como se percebe, as diferentes combinações possíveis de políticas de incentivo apresentam também resultados distintos, e o ponto almejado do porte do mercado de gás natural dependerá não apenas da efetividade destas políticas, mas também das "*storylines*" (linhas narrativas) percebidas pelos eventuais investidores. Isto salutarmente preserva uma componente de prudência nos resultados obtidos, indicando que não apenas importa propor políticas de incentivo à cogeração e capacitar/informar eventuais usuários desta alternativa, mas também impende compreender as percepções dos investidores em relação às variáveis macros de sua avaliações econômicas.

Não obstante, em linhas gerais, é possível afirmar que a combinação da política de depreciação acelerada com a política de financiamento à aquisição de equipamentos fornece resultados sempre relevantes, com uma pequena nuance no caso em que o

crescimento da tarifa de eletricidade é moderado e a taxa de câmbio é alta (ramos 6 e 12 da árvore de cenários). Estes ramos, no entanto, podem ser tomados como pouco prováveis, já que uma taxa de câmbio elevada deve pressionar a tarifa de eletricidade, especialmente quando se considera a entrada de termelétricas a gás no parque gerador brasileiro.

Como última ressalva, lembra-se ainda que os resultados apresentados contemplam a perspectiva do mercado de gás natural do ponto de vista do consumo, não abrangendo aspectos ligados à oferta – i.e., não é objeto desta análise perquirir questões relacionadas à malha de abastecimento dos eventuais futuros usuários de gás natural. Desde já, identifica-se, segundo o ano-base de 1999, um potencial de cogeração a gás em hospitais brasileiros que vai até cerca de 500 MW. O aproveitamento deste potencial, no entanto, depende de uma miríade de fatores que vão desde a percepção do risco (e das incertezas) dos investidores no país, até a capacitação das equipes de engenharia nos hospitais, até a efetivação de políticas de incentivo. Resta, neste caso, esquadrinhar qual a fração do potencial técnico de cogeração em hospitais brasileiros que se pretende incentivar. Aliás, isto significa avaliar também as alternativas de ganhos de eficiência energética nos estabelecimentos de saúde brasileiros, que competem com a cogeração, e qual o poder de barganha destes estabelecimentos dentro do mercado de energia do país.

5.4 ANÁLISE DO POTENCIAL DE USO DO GÁS NATURAL NO SETOR HOTELEIRO DA REGIÃO SUDESTE

5.4.1 Substituição intercombustíveis para geração de calor

Na tabela 5.18 apresenta-se o potencial técnico de consumo de gás natural para geração de calor em hotéis da região Sudeste. A apresentação dos dados por faixa de consumo, deve-se às incertezas enfrentadas nas bases de dados empregadas para esta análise, uma vez que se constatou a grande precariedade de dados sobre o setor hoteleiro no Brasil, fato já ressaltado no capítulo que trata da caracterização dos usuários. Percebem-se, pois, circunstâncias diferentes daquelas observadas no caso das estimativas realizadas para a indústria química brasileira, onde a apresentação de um valor mínimo e um valor médio de potencial relacionava-se a oportunidades de promoção de uso eficiente de energia em seus processos, através de integração energética de redes de trocadores de calor.

Tabela 5.18: Potencial técnico de consumo de gás natural para substituição de fontes térmicas em hotéis da região Sudeste. Ano-Base: 2002.

	Consumo potencial de gás natural - mil m^3/mês		
	Mínimo	**Médio**	**Máximo**
Localização			
Rio de Janeiro - capital	260	431	628
Rio de Janeiro - interior	229	525	752
Minas Gerais – capital	135	281	360
Minas Gerais - interior	299	596	858
São Paulo- capital	747	1.609	2.069
São Paulo- interior	989	1.473	2.024
Espírito Santo - total	154	237	329
Região Sudeste - total	2.813	5.152	7.019

Nota: Elaborado a partir dos indicadores de consumo específico estabelecidos por tipologia de hotéis e conforme o cadastro de estabelecimentos que excluiu hotéis-fazenda e hotéis insulares da análise. O ano-base da análise de potencial corresponde exatamente ao ano do cadastro, que foi realizado a partir do Guia Brasil 4 Rodas (2002).

Os potenciais mínimo, médio e máximo representam a faixa de incerteza da análise, derivada basicamente da precariedade dos dados existentes no país. O valor médio, não obstante, é o mais provável.

Em face da matriz energética estimada para os hotéis da região Sudeste, aqui avaliados, constatou-se ser bastante atrativa, do ponto de vista econômico, a substituição interenergéticos em prol do consumo de gás natural – isto, evidentemente, desde que haja disponibilidade de distribuição e comercialização deste energético para os hotéis avaliados, ou, ainda, desde que ocorra uma expansão na rede de distribuição de gás natural de forma a atingir consumidores do setor comercial da região sudeste.

A hipótese básica de trabalho adotada assumiu haver preponderância da participação de gás liquefeito de petróleo e gás manufaturado no atendimento das demandas de energia térmica dos hotéis da região sudeste. Isto levou a um quadro bastante favorável quanto ao potencial de economia operacional devido à substituição de fontes energéticas, que, aliado aos baixos custos de conversão de equipamentos, viabilizou o potencial econômico de consumo de gás natural em valores próximos a 100% do potencial técnico antes estimado. Objetivamente, os resultados obtidos corroboraram este comportamento, sendo possível a realização de algo entre 76,7% e 94,0% do potencial técnico de substituição interenergéticos existente no setor hoteleiro

da região Sudeste (tabela 5.19). Estes valores correspondem a uma faixa de consumo diário entre 92,5 e 230,7 mil m^3/dia, com um valor médio igual a 169,4 mil m^3/dia.

Tabela 5.19: Mercado potencial de gás natural devido à substituição interenergéticos para geração de calor em hotéis da região Sudeste (mil m^3/mês).

	Consumo potencial de gás natural		
	Mínimo	**Médio**	**Máximo**
Potencial técnico	2.813	5.152	7.019
Potencial econômico	2.157	4.731	6.599
% do potencial técnico	76,7	91,8	94,0

Nota: vide nota na tabela 5.18.

Por sua vez, na tabela 5.20, pode-se observar a desagregação, por unidade da federação, das estimativas de potencial técnico e econômico de substituição interenergéticos no setor hoteleiro. A diferença de preços relativos entre o gás manufaturado, o GLP e o gás natural explica bem a realização de 100% do potencial técnico de substituição interenergéticos nos hotéis localizados nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo.

Tabela 5.20: Mercado potencial regional de gás natural devido à substituição interenergéticos para geração de calor em hotéis da região Sudeste (mil m^3/mês).

	Consumo potencial de gás natural		
	Mínimo	**Médio**	**Máximo**
Potencial técnico - mil m^3/mês			
RJ - capital	260	431	628
RJ - interior	229	525	752
MG – capital	135	281	360
MG- *interior*	299	596	858
SP- capital	747	1.609	2.069
SP- interior	989	1.473	2.024
ES - total	154	237	329
Potencial econômico - mil m^3/mês			
RJ - capital	260	431	628
RJ - interior	155	450	677
MG – capital	118	263	343
MG- interior	198	495	757
SP- capital	747	1.609	2.069
SP- interior	557	1.277	1.828
ES – total	123	206	298
% do potencial técnico - %			
RJ - capital	100,0	100,0	100,0
RJ - interior	67,4	85,7	90,1
MG – capital	86,9	93,7	95,1
MG- interior	66,3	83,1	88,2
SP- capital	100,0	100,0	100,0
SP- interior	56,3	86,7	90,3
ES - total	79,9	87,0	87,1

Por seu turno, a realização parcial do potencial técnico nas demais regiões é explicada pelo fato de, na estimativa do potencial técnico, embutir-se uma parcela de consumo de gás natural que seria aplicável na substituição de chuveiros elétricos por aquecedores de passagem a gás natural. Nestas regiões, verifica-se o uso de chuveiros elétricos devido à inexistência de redes de gás canalizado. Assim, em termos econômicos, a viabilização integral do potencial técnico implica não apenas na relação de preços entre energéticos substitutos, mas também na realização de obras civis para

expansão da rede de distribuição de gás dentro da edificação, com finalidade de queima descentralizada deste energético em aquecedores de passagem ou em pequenas caldeiras ("*boilers*"). Isto inviabiliza economicamente a parcela de substituição interenergéticos destinada à geração de água quente para banho em vários meios de hospedagem da região Sudeste, aqui avaliados.

Adicionalmente, verifica-se que, no curto prazo, para os usos que independem de modificações estruturais nas edificações hoteleiras, o peso do custo de investimento em conversão de queimadores tende a ser reduzido, de modo que as políticas centradas nos custos operacionais tendem a ser mais efetivas na viabilização econômica imediata do mercado.[12] Assim, políticas fiscais de redução de incidência de tributação (reduzindo o preço do gás natural pago pelo usuário) e contextos de alta de preços de petróleo favorecessem ainda mais o mercado economicamente viável. Entretanto, a diferença de preços entre os energéticos concorrentes já constitui um fator, por si só, viabilizador do mercado de gás natural, nos usos em que não há modificações estruturais relevantes das edificações hoteleiras e desde a expansão da rede de gás natural não altere os preços finais atualmente praticados no mercado – e a própria regra de indexação dos mesmos.

Assim, a perspectiva muda, ao se levar a análise para o prisma da oferta. Os resultados obtidos sugerem que um importante aspecto para a difusão de gás natural no setor hoteleiro passa pela expansão da malha de distribuição de gás natural. Em outras palavras, a variável-limitante do mercado de gás natural no setor hoteleiro da região Sudeste (excluindo-se os hotéis-fazenda e insulares) é a reduzido desenvolvimento da infraestrutura gasífera.

5.4.2 Cogeração em regime "*topping*"

5.4.2.1 Potencial técnico

O potencial para instalação de cogeração a gás natural no setor hoteleiro da região Sudeste pode ser visto na tabela 5.21, considerando-se os valores médios de consumo energético destes hotéis. Como se pode perceber, a maior parcela da potência elétrica instalada destes equipamentos ocorreria na capital paulista, em valores médios,

[12] Desde que, evidentemente, associadas a políticas de expansão da rede de distribuição de gás natural, que é, atualmente, o principal gargalo na formação do mercado gasífero de setores de médios e pequenos consumidores. Deve-se sempre lembrar que, embora tenham um menor volume de consumo e, conseqüentemente, constituam um mercado mais disperso, estes consumidores são menos propensos, em geral, a mudar de fornecedor do que as grandes plantas industriais que, inclusive, detêm capacitação técnica para realização de modificações em seus equipamentos e suas linhas de distribuição de calor.

com 15,2 MWe. Logo em seguida, o maior potencial regional de cogeração situa-se no interior do estado de São Paulo (12,3 MWe) e na cidade do Rio de Janeiro (10,7 MWe).

Tabela 5.21: Potencial técnico de cogeração a gás natural em hotéis da região Sudeste.

	Potência instalada - kW		
	Mínimo	**Médio**	**Máximo**
Localização			
Rio de Janeiro - capital	6.313	10.783	12.727
Rio de Janeiro - interior	718	2.518	3.659
Minas Gerais – capital	1.472	2.408	2.985
Minas Gerais - interior	1.487	4.972	6.027
São Paulo- capital	10.130	15.275	18.353
São Paulo- interior	5.734	12.314	15.512
Espírito Santo - total	1.033	1.982	2.742
Região Sudeste - total	**26.888**	**50.252**	**62.005**

Nota: vide nota na tabela 5.18.

A viabilização econômica do potencial de cogeração a gás natural nos hotéis localizados na região Sudeste foi sensivelmente influenciada por políticas de financiamento a equipamentos, não importando a linha narrativa ou a família de cenários considerada. De fato, qualquer que seja o sistema de refrigeração por absorção empregado (simples ou duplo estágio), a potencialização do mercado, considerando o efeito isolado de políticas de financiamento (C), é bastante relevante.

Assim, os melhores resultados podem ser obtidos, unicamente, pela aplicação isolada de financiamento de equipamentos para cogeração, independentemente da aplicação das outras políticas de incentivo aqui vislumbradas - redução da alíquota tributária incidente sobre a tarifa de gás natural, depreciação acelerada de ativos e redução das tarifas de "*back up*" – sendo estas conclusões válidas para qualquer linha narrativa avaliada.

No caso de sistema de refrigeração/condicionamento por absorção de estágio simples, apenas em alguns poucos contextos, houve algum acréscimo de potência instalada como decorrência da aplicação de uma destas políticas de incentivo. Um exemplo é o acréscimo de potência de 17.023 kW para 23.096 kW, devido à aplicação combinada de política de redução de tarifa de "*back up*" e política fiscal, num contexto de maior crescimento da tarifa de eletricidade, adotando-se a linha narrativa de taxa de

câmbio intermediária (R$ 3,0/US$) e evolução tendencial de preços internacionais de petróleo (ramo 3). Num cenário de preços altos do petróleo, entretanto, o efeito combinado destas duas políticas desaparece, não havendo qualquer incremento em relação à potência elétrica que seria instalada na ausência de qualquer incentivo.

Por sua vez, para o sistema de refrigeração/condicionamento por absorção de duplo estágio, o papel combinado das duas políticas de incentivo, que não o financiamento, é um pouco mais efetivo em cenários de maior depreciação cambial, elevando-se a potência instalada de 4.080 kW para 11.065 kW (ramos 4 e 5). Ainda assim, trata-se de um resultado modesto, que não se reproduz em ramos de crescimento moderado da tarifa de eletricidade, como os ramos 6, 8, 10 e 12, em que também a taxa de câmbio torna desfavorável a relação entre os preços finais do gás natural (afetados diretamente pelo câmbio) e as tarifas de energia elétrica (não necessariamente afetadas diretamente pelo câmbio).

As tendências apontadas pelos resultados são importantes, pois demonstram, primeiramente, onde se concentram os pontos potenciais na viabilização do mercado de gás natural para cogeração em hotéis brasileiros. Em segundo lugar, sinalizam também as sinergias negativas e positivas entre linhas narrativas e políticas de incentivo, evitando envidar-se esforço excessivo em políticas com efeitos marginais sobre a viabilização de potencial técnico de cogeração a gás natural.

Efetivamente, na ausência de a instalação de unidades de cogeração associados a sistemas de refrigeração por absorção (SRA) de simples estágio (COP= 0,74 – vide tabela 5.22) mostrou-se insensível às hipóteses de modificação de taxa de câmbio (análise dos pares (ramos 1, ramo 2), (ramo 3, ramo 4), (ramo 5, ramo 6)), quando comparados àqueles sistemas com duplo estágio (COP= 1,2 – vide tabela 5.24). Por sua vez, os sistemas baseados em SRA de estágio simples mostraram maior dificuldade de viabilização quando a taxa de câmbio adotada foi de R$ 3,5/US$, resultando em uma potência instalada de cogeração economicamente viável nestes estabelecimentos de 11.605 kW e insensível ao nível tarifário de eletricidade praticado. Este resultado sugere que o benefício derivado do sistema de cogeração a gás não permite superar o elevado custo de capital percebido por potenciais usuários.

Para o SRA de duplo estágio (tabela 5.24) – cuja viabilização econômica depende do "*trade off*" existente entre a redução do custo variável devido à maior eficiência no aproveitamento do gás natural e o maior custo de capital incorrido relativamente a um SRA de estágio simples –, os resultados indicam maior influência da

trajetória de crescimento da tarifa de eletricidade sobre a efetividade das políticas de viabilização do potencial econômico de cogeração a gás natural. Por exemplo, conforme os resultados obtidos para o ramo 2 da árvore de cenários (nível de crescimento menor na tarifa de eletricidade) apresentados na tabela 5.24, para sistemas de duplo estágio, somente a incidência da política fiscal permite a viabilização de potencial de cogeração no mesmo nível observado para os sistemas de estágio simples (17.023 kW). Por outro lado, enquanto os sistemas de estágio simples se mostram, numa situação de inexistência de políticas de incentivo, pouco sensíveis ao aumento das taxas de câmbio (há um decréscimo de potência de 17.023 kW para 11.605 kW), no caso de sistemas de duplo estágio, a sensibilidade dos resultados é bastante acentuada. De fato, na situação onde inexistem incentivos e é maior a taxa de crescimento da tarifa de eletricidade, o potencial econômico estimado varia de 17.023 kW, à taxa de câmbio de R$ 2,6/US$ (ramo 1), para 4.080 kW, a R$ 3,5/US$ (ramo 5). Estes resultados sinalizam a grande influência do custo dos equipamentos de cogeração para o sistema de duplo efeito, que, na falta de incentivos, não é compensada pela maior eficiência no aproveitamento do gás natural.

Interessantemente, as políticas tendem a apresentar um efeito amplificador maior quando se analisa o incremento da potência instalada do que quando se analisa o aumento associado à demanda de gás natural para estes sistemas. Exemplificando, ao se analisar os resultados obtidos pela introdução isolada de uma política de financiamento para sistemas de cogeração a gás natural associados a sistemas de refrigeração por absorção de simples estágio em um contexto de taxa de câmbio de R$ 2,6/US$ e com maior taxa de crescimento da tarifa de eletricidade (ramo 1), observa-se que há um incremento de potência de 154,2 % além daquele valor que seria instalado sem a adoção desta política. Ao analisar-se o coeficiente de impacto obtido para o aumento do consumo de gás natural demandado, nas mesmas condições, observa-se a potencialização de 65,9 % acima do valor relativo ao cenário sem a adoção de qualquer política. Isto pode ser explicado, em grande parte, pela tipologia de hotéis estabelecida: hotéis de maior complexidade e porte tendem a demandar consumo adicional de gás natural para atendimento de demandas suplementares não atendidas pela oferta de calor do sistema de cogeração, enquanto que hotéis de menor porte apresentam demandam térmicas mais modestas. Em outras palavras, existe um consumo mínimo regular de gás natural que ocorre em caldeiras auxiliares, tanto nos cenários de maior quanto de menor capacidade instalada em cogeração; isto torna menor o efeito multiplicador das políticas

de incentivo sobre o mercado de gás do que sobre a capacidade instalada em cogeração. Não obstante, apesar destas diferenças quantitativas, o impacto qualitativo de cada política segue a mesma tendência qualquer que seja a variável a ser considerada (potência instalada ou demanda de gás natural economicamente viável).

Tabela 5.22: Potencial econômico de cogeração a gás natural em regime "*topping*" (kW) no setor hoteleiro da região Sudeste conforme combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de simples estágio (COP= 0,74).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605
Redução da tarifa de *back up* (A)	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605
Política fiscal (B)	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605
Financiamento (C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	40.339
(A, B)	17.023	17.023	23.096	17.023	17.023	11.605
(B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
(A,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
(A,B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605
Redução da tarifa de *back up* (A)	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605
Política fiscal (B)	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605
Financiamento (C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	40.339
(A, B)	17.023	17.023	17.023	17.023	17.023	11.605
(B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
(A,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
(A,B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274

Notas: O Ramo 1 corresponde ao cenário referencial de preço de petróleo, à taxa de câmbio de 2,6 R$/US$ e ao crescimento de 10% a.a. da tarifa de eletricidade. O Ramo 2 equivale ao Ramo 1, salvo no crescimento dos preços finais de eletricidade, que neste cenário é igual a 5 % a.a. O Ramo3 equivale ao Ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,0 R$/US$. O Ramo 4 equivale ao Ramo 3, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. O Ramo 5 equivale ao Ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,5 R$/US$. O Ramo 6 equivale ao ramo 5, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. Os ramos de 7 a 12 equivalem aos ramos de 1 a 6 salvo para o cenário de evolução do preço do petróleo, que passa a ser o cenário de alto preço de World Outlook 2000 (EIA, 2002).

Valores obtidos para os indicadores médios de consumo de energia e porte mínimo de motor a gás de 50 kWe.

Tabela 5.23: Variação do potencial econômico de consumo de gás natural em sistemas de cogeração em regime "*topping*" (mil m^3/mês) no setor hoteleiro da região Sudeste conforme combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de simples estágio (COP= 0,74).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	1.087	1.087	1.087	1.087	485	485
Redução da tarifa de *back up* (A)	1.087	1.087	1.087	1.087	485	485
Política fiscal (B)	1.087	1.087	1.087	1.087	485	485
Financiamento (C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.697
(A, B)	1.087	1.087	1.128	1.087	1.087	485
(B,C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803
(A,C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803
(A,B,C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	1.087	1.087	1.087	1.087	485	485
Redução da tarifa de *back up* (A)	1.087	1.087	1.087	1.087	485	485
Política fiscal (B)	1.087	1.087	1.087	1.087	485	485
Financiamento (C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.697
(A, B)	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	485
(B,C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803
(A,C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803
(A,B,C)	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803

Notas: vide nota na tabela 5.22.Tabela

Tabela 5.24: Variação do potencial econômico de cogeração a gás natural em regime "*topping*" (kW) no setor hoteleiro da região Sudeste conforme combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de duplo estágio (COP=1,20).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	17.023	9.497	17.023	4.080	4.080	4.080
Redução da tarifa de *back up* (A)	17.023	9.497	17.023	4.080	11.605	4.080
Política fiscal (B)	17.023	17.023	17.023	4.080	11.605	4.080
Financiamento (C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	40.339
(A, B)	17.023	17.023	23.096	11.605	11.605	4.080
(B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
(A,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	40.339
(A,B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	17.023	17.023	17.023	4.080	11.605	4.080
Redução da tarifa de *back up* (A)	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605	4.080
Política fiscal (B)	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605	11.605
Financiamento (C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	40.339
(A, B)	17.023	17.023	17.023	11.605	11.605	11.605
(B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274
(A,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	40.339
(A,B,C)	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274	43.274

Notas: Notas: vide nota na tabela 5.22.

Tabela 5.25: Variação do potencial econômico de consumo de gás natural em sistemas de cogeração em regime "*topping*" (mil m^3/mês) no setor hoteleiro da região Sudeste conforme combinação de políticas de incentivo – sistema de refrigeração por absorção de simples estágio (COP= 1,2).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	1.047	989	1.047	405	405	405
Redução da tarifa de *back up* (A)	1.047	989	1.047	405	463	405
Política fiscal (B)	1.047	1.047	1.047	405	463	405
Financiamento (C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.634
(A, B)	1.047	1.047	1.088	463	463	405
(B,C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735
(A,C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.634
(A,B,C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	1.047	1.047	1.047	405	463	405
Redução da tarifa de *back up* (A)	1.047	1.047	1.047	463	463	405
Política fiscal (B)	1.047	1.047	1.047	463	463	463
Financiamento (C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.634
(A, B)	1.047	1.047	1.047	463	463	463
(B,C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735
(A,C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.634
(A,B,C)	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735	1.735

Notas: Notas: vide nota na tabela 5.22.

Em resumo, os melhores resultados obtidos mostram ser possível realizar, do ponto de vista econômico, cerca de 86,1% do potencial técnico total de cogeração (43.274 kW dos 50.252 kW estimados para o setor hoteleiro da região sudeste – vide tabela 5.21). Considerando-se o porte médio dos sistemas igual a 130 kWe, isto significa aproximadamente a instalação de aproximadamente 330 unidades cogeradoras. Há, contudo, uma considerável dispersão nesta média devida à heterogeneidade das categorias estabelecidas; por exemplo, na cidade do Rio de Janeiro, conforme a estimativa realizada, hotéis do grupo 3 poderiam instalar grupos geradores de até cerca de 1.000 kW, enquanto hotéis do grupo 1 instalariam grupos geradores normalmente entre 50 e 100 kW. Por sua vez, na ausência de políticas de incentivo, verifica-se um potencial econômico de cogeração a gás natural entre 4.000 e 17.000 kW, conforme as linhas narrativas estabelecidas – ou, traduzindo-se, as expectativas dos potenciais investidores relativamente às variáveis exógenas de sua análise econômica. Ainda assim, este potencial na ausência de incentivo, para se viabilizar, depende do conhecimento de eventuais investidores das vantagens da trigeração para o seu empreendimento. Este é um ponto crucial da análise, porquanto não necessariamente o

potencial economicamente viável se efetiva, constituindo barreira relevante a desinformação de potenciais investidores em cogeração.

5.5 ANÁLISE DO IMPACTO DE AÇÕES DE INCENTIVO SOBRE A VIABILIZAÇÃO DO CONSUMO DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO DE CALOR E COGERAÇÃO

A rigor, trata-se de uma análise importante *vis-a-vis* os resultados obtidos, avaliar o grau de impacto de ações de incentivo sobre a viabilização do consumo de gás natural, de modo que se possam identificar as ações mais efetivas para o desenvolvimento desta demanda. Neste sentido, observações importantes se fazem quanto à extensão dos ganhos proporcionados pela aplicação das políticas de incentivo ora avaliadas aqui.

A partir da análise dos resultados obtidos para cada um dos três segmentos avaliados (indústria química, hospitais e hotéis), observaram-se padrões de comportamento distintos para viabilização do consumo de gás natural tanto para geração de calor quanto no caso da cogeração em regime "*topping*", nos diferentes contextos de inserção dos potenciais investidores em tecnologias consumidoras de gás natural tanto no que se refere ao macro-ambiente quanto no que se refere às diferentes ações de incentivo testadas.

Iniciemos, pois, a análise do uso do gás natural para geração térmica na indústria química, a partir da matriz de impacto de ações de incentivo apresentada na tabela 5.26. Uma observação importante quanto aos números apresentados abaixo refere-se ao fato de que o cenário sem incentivo parte do consumo estimado de gás natural para geração de calor na indústria química, a partir dos dados publicados em ABIQUIM (2001). Este ajuste se fez necessário devido ao fato de, num cenário de ausência de incentivos, não ter se observado viabilização econômica da penetração de gás natural para geração de calor, o que resultaria num valor nulo de coeficiente de impacto (K) da ação de incentivo "j", calculado pela relação a seguir:

$$K=[(V_{GAS})_{P,I,E}]_{J,}/[(V_{GAS})_{P,I,E,}]_0 \qquad (1)$$

Onde $[(V_{GAS})_{P,I,E}]_J$ corresponde ao volume de gás viabilizado economicamente num dado cenário de nível internacional de preços de petróleo, taxa de câmbio e

crescimento da tarifa de eletricidade (índices P, I e E, respectivamente), a partir da aplicação de um incentivo ou conjunto de incentivos "J". Notar que os resultados são relativizados em relação ao cenário com inexistência de incentivos inserido no mesmo macro-ambiente, isto é, nas mesmas condições de preços internacionais do petróleo, da taxa de câmbio e de crescimento da tarifa de eletricidade. Logo, a denominada matriz de impacto nos informa qual o acréscimo do mercado de gás natural destinado à cogeração na indústria química brasileira devido à aplicação isolada de uma política de incentivo ou uma combinação destas, relativamente ao cenário onde não se observa a aplicação de qualquer incentivo.

Observando, então, os resultados apresentados na tabela 5.26, percebe-se inicialmente a inviabilidade da introdução do gás natural para geração de calor na indústria química, dentro da perspectiva conservadora de análise aqui adotada – lembrar que a taxa de desconto utilizada aqui foi equivalente a 25 % a.a., taxa assaz elevada, draconiana, mas que foi preferida, como já foi dito anteriormente, por refletir o grau de aversão ao investimento em contextos de elevada incerteza, pela qual o setor energético brasileiro passa. Obviamente, com a estabilização de marco regulatório para a indústria brasileira de gás, com a definição paulatina de regras mais claras, a percepção de risco tende a se refletir nas taxas de atratividade de investimento – e por conseguinte, no custo de oportunidade do capital investido – gerando maior viabilidade de penetração do uso do gás, entre vários projetos na economia brasileira.

Retornando, portanto, o uso do gás natural na indústria química brasileira em larga escala – é importante que se diga que estes resultados se referem a uma análise setorial e não a estudos de caso isolados, que tendem a apreender maior nível de detalhes e apresentar resultados não necessariamente iguais[13] – mostra-se amplamente sensível à existência de incentivos e eles preponderamente devem ser inseridos dentro de políticas que agem sobre "fluxos operacionais", isto é, sobre itens que tenham consumo de energia envolvido. Como se pôde observar dos resultados obtidos, a disponibilidade de financiamento para investimentos em conversão de equipamentos não se mostrou um fator crítico, uma vez que o porte de investimentos tende a apresentar menor escala e não se constitui neste caso, uma alternativa de consumo de gás natural capital-intensiva. De fato, embora para algumas fábricas este investimento possa ser elevado, na realidade é a receita proporcionada pelos preços relativos entre gás

[13] Realidade que se encaixa perfeitamente nas críticas às diferenças de resultados geradas por abordagens do tipo "*top down*" e "*bottom up*" (Soares, 1998).

natural/energéticos concorrentes que exerce maior influência na atratividade econômica desta alternativa e neste sentido, todos os fatores que agem sobre o preço da energia tais como estabilidade e nível de preços desempenham papel extremamente importante.

Assim, observa-se que os cenários de depreciação cambial, que impactam esta relação de preços relativos mostram existir determinadas "taxas de equilíbrio", onde pode-se evitar superposição de políticas de incentivo. Por exemplo, no cenário de depreciação cambial de R$ 3,0/US$, incentivar-se o uso do gás natural através de renúncia fiscal gera o mesmo resultado de se incentivar pela combinação com disponibilidade de capital maior – que isoladamente, na verdade, não gera resultado efetivo. Assim, além de agir no ponto certo, evitam-se custos de transação para viabilizar políticas de financiamento, além de liberar estes recursos para outras políticas de incentivo, que ajam sobre alternativas capital-intensivas, como é o caso de investimento em unidades de cogeração.

Por sua vez, é mister ressaltar o grande impacto que políticas que permitam internalizar ganhos ambientais do uso do gás em relação a outros energéticos concorrentes podem gerar sobre a viabilização do mercado de gás natural no Brasil. De fato, uma política de criação de mercado de certificados negociáveis de enxofre abatido permitiria gerar um efeito bastante próximo daquele obtido pela aplicação de políticas de renúncia fiscal e, dependendo do nível de preços deste certificado, podem proporcionar montante significativo de substituição de outros energéticos na indústria química brasileira.

Tabela 5.26: Potencialização do mercado economicamente viável de gás natural para geração de calor na indústria química brasileira conforme a combinação de políticas de incentivo – matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos.

Cenário de incentivo	**Preços internacionais de petróleo e derivados - linha de referência**		
	R$ 2,6/US$	**R$ 3,0/US$**	**R$ 3,5/US$**
Inexistente	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (A)	0,0	0,4	0,0
Financiamento (B)	0,0	0,0	0,0
(A,B)	0,0	0,4	0,0
Externalidade 1: 500 R$/t$SO_2$	0,0	0,4	0,7
Externalidade 2: 1.500 R$/t$SO_2$	1,5	1,5	1,0
Cenário de incentivo	**Preços internacionais de petróleo e derivados – linha de alto preço**		
	R$ 2,6/US$	**R$ 3,0/US$**	**R$ 3,5/US$**
Inexistente	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (A)	0,0	0,4	0,0
Financiamento(B)	0,0	0,0	0,0
(A,B)	0,0	0,4	0,0
Externalidade 1: 500 R$/t$SO_2$	0,0	0,4	1,0
Externalidade 2: 1.500 R$/t$SO_2$	1,5	1,5	1,4

Nota: Valores calculados a partir da aplicação da relação (1). Volume estimado de consumo de gás natural em 2000 estimado a partir da potência instalada de 263 MW (cogeração em regime "*topping*"), conforme dados da ABIQUIM (2001), considerando-se um consumo específico de 2,59 mil m^3/ano/kW, obtido a partir dos dados processados a partir da base de dados de indústrias, das informações energéticas de uso de energia nesta indústria, que geraram o ferramental de análise, cujos princípios de funcionamento são apresentados no capítulo metodológico.

No caso do segmento hospitalar brasileiro, como se pode observar pelos coeficientes obtidos e apresentados na tabela 5.27, é reduzida a influência de ações de incentivo para viabilização do consumo de gás natural para geração de calor neste segmento e isto, como já fora ressaltado neste capítulo, deve-se fundamentalmente ao fato da competitividade econômica do gás natural frente a seus concorrentes ser mais sensível a variáveis de contexto tais como os níveis internacionais de preços do petróleo e taxa de câmbio, que impactam a relação de preços relativos. Resgatando a conclusão já apresentada neste capítulo para o potencial econômico de uso do gás natural para

geração de calor em hospitais brasileiros, o maior impacto das políticas de incentivo sobre o volume consumido de gás natural se dá no contexto de preços internacionais de petróleo mais reduzidos, onde normalmente a competitividade relativa entre gás natural e substitutos é menor, em virtude da menor preço relativo entre estas fontes. Os resultados apresentados na tabela 5.27 sugerem que, em um cenário de maiores preços de internacionais de petróleo, prepondera o efeito deste contexto, havendo pequena margem para aumento do consumo devido a incidência de políticas governamentais de incentivo ao uso do gás natural. Em outras palavras, a política de incentivo se faz mais premente em contextos de menores preços internacionais de petróleo, onde a competição entre o gás natural e os seus energéticos concorrentes é mais dificultada. A não observação de impacto relacionado a uma política de financiamento de equipamentos justifica-se, em qualquer caso, pelo saldo vantajoso obtido entre o investimento reduzido necessário a conversão de equipamentos para uso do gás natural e a economia operacional obtida ao longo de um período de 15 anos, horizonte de análise considerado.

Tabela 5.27: Potencialização do mercado economicamente viável de gás natural para geração de calor no segmento hospitalar brasileiro conforme a combinação de políticas de incentivo – matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos.

	Cenário de preços de referência para o petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	0,000	0,000	0,000
Apenas com política fiscal (A)	0,017	0,015	0,010
Apenas com política de financiamento (B)	0,000	0,000	0,010
(A, B)	0,017	0,015	0,010
	Cenário de preços de altos do petróleo		
Cenário de políticas	**2,6 R$/US$**	**3,0 R$/US$**	**3,5 R$/US$**
Inexistência de políticas de incentivo	0,0000	0,0000	0,0000
Apenas com política fiscal (A)	0,0004	0,0000	0,0000
Apenas com política de financiamento (B)	0,0000	0,0000	0,0000
(A, B)	0,0004	0,0001	0,0004

No caso do segmento hoteleiro da região Sudeste, a sensibilidade dos resultados mostrou-se inexistente em relação a políticas de incentivo e isto se deve fundamentalmente à hipótese básica de trabalho adotada, que assumiu haver

preponderância da participação de GLP e gás manufaturado no atendimento das demandas de energia térmica dos hotéis desta região. Isto levou a um quadro bastante favorável quanto ao potencial de economia operacional devido à substituição de fontes energéticas, que, aliado aos baixos custos de conversão de equipamentos, viabilizou o potencial econômico de consumo de gás natural em valores próximos a 100% do potencial técnico antes estimado. Objetivamente, os resultados obtidos corroboraram este comportamento, sendo possível a realização de algo entre 76,7% e 94,0% do potencial técnico de substituição interenergéticos existente no setor hoteleiro da região Sudeste. Estes valores correspondem a uma faixa de consumo diário entre 92,5 e 230,7 mil m^3/dia, com um valor médio igual a 169,4 mil m^3/dia.

Em função dos resultados obtidos para estes segmentos do setor comercial brasileiro, constatou-se ser bastante atrativa, do ponto de vista econômico e numa ótica de consumidor final, a substituição interenergéticos em prol do consumo de gás natural – isto, evidentemente, desde que haja disponibilidade de distribuição e comercialização deste energético para estes segmentos, ou, equivalentemente, desde que ocorra uma expansão na rede de distribuição de gás natural de forma a atingir consumidores do setor. A reboque desta constatação, urge desatar nós que influenciem a expansão da rede de transporte e distribuição e neste sentido, cabe examinar de perto a organização da indústria de gás natural no Brasil.

Vejamos agora, então o comportamento observado das ações de incentivo para o caso de investimentos em cogeração em regime "*topping*". Novamente, a visualização da matriz de impacto permite inferir melhor o grau de impacto de cada política (tabela 5.28).

De forma distinta à observada para o caso do uso do gás natural na geração de calor, destaca-se grandemente a sensibilidade dos resultados ao aporte de capital para financiamento dos investimentos em cogeração. Interessante notar também que a combinação de políticas de incentivo pode aumentar entre 20 e 50 vezes o potencial econômico de cogeração a gás natural na indústria química brasileira, dependendo dos cenários de preço de petróleo, de taxa de câmbio e de aumento da tarifa de eletricidade, enquanto que a aplicação isolada do financiamento pode multiplicar por até 18 vezes este potencial. Assim, pode-se visualizar a potencialização do mercado brasileiro de gás natural, sob uma ótica da demanda, que as políticas de financiamento exercem.

Assim, fica bastante patente a influência exercida por ações que permitam aportar capital para financiar estes investimentos, no caso da cogeração em regime

"*topping*", ainda mais se pensarmos em termos de políticas de incentivo isoladas e não simultâneas. Num contexto de restrição de absorção de custos de transação por parte da sociedade, pode-se pensar em concentrar-se inicialmente em ações mais custo-efetivas para o desenvolvimento da demanda de gás natural para cogeração que, como vimos, é uma solução bastante conveniente tanto para o mercado gasífero.

O grau de impacto de políticas de financiamento se justifica neste caso devido ao fato de serem os investimentos em unidades de cogeração bastante capital-intensivos e neste sentido, o aporte de capital para financiamento permite amenizar o peso relativo do investimento inicial demandado. A partir da observação dos coeficientes de impacto apresentados na tabela 5.28, faz-se pertinente adicionar também os seguintes comentários:

1- Em cenários onde se verifiquem menores níveis de preços internacionais do petróleo, a influência do aporte de capital é mais sentida, uma vez que o saldo proporcionado preços relativos entre gás/energéticos substitutos não é suficiente para gerar a remuneração adequada para cobertura dos investimentos realizados. Isto pode ser observado, por exemplo, comparando-se os coeficientes de impacto obtidos no ramos "n" com aqueles obtidos no ramo "n+2", isto é, entre o ramo 1 e 3, entre o ramo 2 e 4 etc.;
2- Em cenários de maior nível internacional dos preços do petróleo, percebe-se menor grau de influência do financiamento – comparativamente aos cenários de menores preços do petróleo – muito embora o peso de uma política de disponibilização de capital para financiamento seja assaz significativa.

De acordo com os resultados obtidos, a política que exerce o segundo maior grau de impacto do efeito potencializador de demanda por gás natural em sistemas de cogeração - como política isolada de incentivo – é aquela que influencia as condições de fornecimento/escoamento de excedentes, ou seja, que se relaciona às condições observadas quanto à tarifa de "*back up*" e à tarifa de venda de excedentes, respectivamente, além do grau de estabilidade dos contratos firmados entre cogerador e comprador – que tanto pode ser a concessionária de eletricidade quanto um terceiro interessado. Percebe-se ser a influência de políticas de incentivo à inserção do cogerador no sistema elétrico brasileiro, maior em cenários de maior preço internacional do petróleo, como se pode observar pela comparação entre os coeficientes de impacto obtidos nos ramos 1 e 2 e aqueles obtidos para os ramos 7 e 8 da tabela 5.28. Neste caso, pode-se entender este comportamento pelo fato de, nestes cenários de maior preço

internacional de derivados de petróleo, a venda de excedentes constituir-se num importante item de receita destes investimentos, inserido num contexto de relação de preços relativos gás natural/eletricidade não tão vantajoso. Porém, deve-se citar também que neste contexto, os preços relativos entre gás/energéticos concorrentes também exercem influência relativa favorável ao investimento, uma vez que o impacto direto deste contexto se dá muito mais fortemente no caso destes energéticos concorrentes do que no caso do gás natural, pois diretamente, apenas a parcela "*commodity*" é afetada, embora indiretamente, as demais parcelas sejam também afetadas, tais como a parcela de transporte e a margem de distribuição.

Como política isolada, entretanto, a influência de políticas favoráveis à venda de excedentes de eletricidade é restrita a cenários de menor depreciação cambial (caso dos ramos 1,2,7 e 8) ou no caso de um cenário intermediário de depreciação cambial com alta taxa de crescimento da tarifa de eletricidade (ramo 3) e isto é fácil de compreender: sendo os investimentos em cogeração bastante capital-intensivos, como já mencionado, cenários de maior depreciação cambial impactam sobremaneira o custo de equipamentos e acessórios, além do próprio preço da energia, de tal forma que a influência de incentivos que agem em cima de parcelas tipicamente "operacionais" como consumo e geração de energia, isto é, em cima de "fluxos" passa a ser marginal.

Entretanto, o efeito marginal exercido pela combinação de políticas favoráveis à venda de excedentes de eletricidade cogerados com outras políticas de incentivo é considerável e alavanca a realização econômica do consumo de gás natural em todos os cenários. Neste sentido, basta observar os resultados exibidos na tabela 5.28, comparando-se os resultados obtidos pela aplicação isolada das políticas de financiamento, de venda de excedentes e política fiscal (A, B e C, como codificado nesta tabela) com aqueles obtidos pela combinação de políticas de incentivo.

Finalmente, incentivos baseados em política fiscal favorável ao uso do gás natural ocupam menor grau de importância quanto ao impacto exercido sobre a viabilização de demanda de gás natural para cogeração, exibindo um comportamento bastante próximo daquele observado para políticas favoráveis à venda de excedentes elétricos cogerados. A aplicação combinada, porém, desta política fiscal favorável ao uso do gás com outras mostra efeito potencializador de demanda igualmente surpreendente, especialmente no caso de associação com políticas de financiamento.

Retornando, uma questão-chave que aqui se coloca relaciona-se à capacidade de avaliar qual linha narrativa é percebida como mais provável por eventuais investidores em cogeração a gás, e de, então, escolher a política de incentivo mais apropriada.

Finalmente, uma última informação relevante diz respeito ao fato de que as análises aqui realizadas se referem a uma análise estática, desconsiderando-se planos de expansão setoriais. Vale lembrar, por exemplo, que previsões de expansão setoriais contribuem, ao elevar o potencial técnico de consumo de gás natural, a produzir efeitos de ganhos de escala, o que por sua vez, tende a produzir ganhos na viabilização econômica de tecnologias consumidoras de gás natural, especialmente no caso da cogeração (Krushch et al, 1999; Szklo, 2001). Assim, a magnitude do potencial econômico de consumo de gás natural tende, também, a aumentar. Outra observação importante diz respeito à representatividade da análise conduzida, devendo-se enfatizar, desde já, que se buscou uma análise setorial a mais ampla possível e os resultados aqui obtidos não se relacionam um único caso ou a um grupo reduzido de representantes dentro de cada segmento. Assim, os resultados obtidos buscam lançar uma luz à realidade setorial de potencial de consumo de gás natural antes de se constituir estudos de caso de situações particulares.

Tabela 5.28: Potencialização do mercado economicamente viável de gás natural para cogeração em regime "*topping*" na indústria química brasileira conforme a combinação de políticas de incentivo – matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos.

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem política de incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venda de excedentes favorecida (A)	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	9,5	12,3	6,8	9,3	18,1	2,8
(A, B)	2,8	1,5	0,3	0,0	1,5	0,0
(B,C)	11,1	13,9	8,7	12,3	26,4	10,4
(A,C)	23,1	41,6	24,1	41,0	47,1	33,6
(A,B,C)	23,1	47,5	24,4	46,4	48,0	45,6
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem política de incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venda de excedentes favorecida (A)	1,6	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	0,0	0,9	0,0	0,0	0,9	0,0
Financiamento (C)	8,7	12,3	5,2	10,4	13,9	7,5
(A, B)	2,6	1,5	0,2	0,0	1,5	0,0
(B,C)	10,2	15,5	8,0	13,9	20,0	15,0
(A,C)	19,2	46,4	18,8	45,6	46,9	36,2
(A,B,C)	19,3	47,8	18,9	48,1	47,9	46,1

Notas: O ramo 1 corresponde ao cenário referencial de preço de petróleo, à taxa de câmbio de 2,6 R$/US$ e ao crescimento de 10% a.a. da tarifa de eletricidade. O ramo 2 equivale ao ramo 1, salvo no crescimento dos preços finais de eletricidade, que neste cenário é igual a 5%a.a.. O ramo 3 equivale ao ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,0 R$/US$. O ramo 4 equivale ao ramo 3, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. O ramo 5 equivale ao ramo 1, salvo para a taxa de câmbio que passa a ser igual a 3,5 R$/US$. O ramo 6 equivale ao ramo 5, salvo no crescimento da tarifa de eletricidade, que passa a ser de 5% a.a. Os ramos de 7 a 12 equivalem aos ramos de 1 a 6 salvo para o cenário de evolução do preço do petróleo, que passa a ser o cenário de alto preço de *World Energy Outlook* 2000 (EIA, 2002).

Estes resultados referem-se ao conjunto de produtos e processos para os quais existem dados disponíveis no país em 2000. Assim, ele refere-se a 81% da produção física total e a 78% do consumo de energia total da indústria química brasileira. Os valores são obtidos para os indicadores médios de consumo de energia dos processos químicos analisados.

No caso do segmento hospitalar brasileiro, o primeiro aspecto diferenciado em relação ao grau de impacto observado nos resultados obtidos para a indústria química referem-se à sua magnitude, tanto para as unidades de cogeração que empreguem sistemas de refrigeração por absorção de estágio simples quanto de duplo estágio (tabela 5.29 e tabela 5.30).

Como política isolada, ainda é a disponibilidade de financiamento de equipamentos aquela com maior impacto, mas a extensão deste impacto é sobremaneira maior comparativamente ao potencial observado no caso base, isto é, sem incentivos. De fato, a multiplicação do consumo economicamente viável neste segmento em cerca de 200 vezes, em alguns cenários, é resultado basicamente de dois efeitos: (1) o primeiro deles, mais importante, refere-se à sensibilidade destes investimentos em usuários de pequeno porte, dado ser o custo unitário de sistemas de cogeração (US$/kW) maior para sistemas de menor porte; (2) em menor extensão, o coeficiente de impacto retrata um artifício utilizado para seu cálculo, partindo de um potencial existente de 2 MW apenas. Entretanto, este artifício não invalida as conclusões relativas dos resultados obtidos para os hospitais em si, mas prejudicam um pouco a comparação inter-setorial.

Como se pode observar, porém, à medida em que caminhamos em direção a cenários de maior depreciação cambial (ramos 3 a 6 e 9 a 12), o jogo de forças entre o maior peso do equipamento e o "alívio" proporcionado pelo aporte de capital para financiamento pende para a balança da taxa de câmbio, de modo que o efeito potencializador da política de financiamento é reduzido. De qualquer forma, sua influência é assaz importante e mostra que o equacionamento desta alternativa de consumo de gás natural passa necessariamente pela tomada de ações adequadas para fomentar acesso a capital para financiar investimentos, sejam elas de cunho público ou privado.

Interessante notar que a aplicação de política de incentivo fiscal ao uso do gás só é percebida isoladamente em uma linha narrativa de baixa depreciação cambial (R$ 2,6/US$, ramos 1, 2, 7 e 8) e mesmo assim, os efeitos mais fortes se fazem sentir num contexto de nível de preços internacionais do petróleo mais reduzidos. Como fôra observado nos resultados obtidos para a indústria química brasileira, o efeito marginal de alavancagem da demanda é excepcional quando combinada a outras políticas, especialmente a política de financiamento. A associação a políticas de melhor inserção

do cogerador – no caso dos segmentos do setor comercial, restrito a condições mais favoráveis de aquisição de energia para "*back up*", devido à filosofia de dimensionamento por paridade elétrica – não produz, entretanto, qualquer efeito, mostrando ser, do ponto de vista setorial, uma ação improfícua para viabilização do consumo de gás natural.

Tabela 5.29: Potencialização do consumo de gás natural economicamente viável associado a sistemas de cogeração em hospitais brasileiros – matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos (COP= 0,74).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	11,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	238,5	102,3	172,2	58,0	128,9	16,4
(A, B)	11,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(B,C)	257,3	179,9	248,0	134,4	192,0	95,2
(A,C)	246,4	134,0	217,0	58,0	144,6	52,7
(A,B,C)	257,3	203,9	248,0	170,9	192,0	110,9
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	226,6	89,3	159,4	54,3	117,6	16,4
(A, B)	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(B,C)	252,3	172,5	244,6	132,4	183,2	87,0
(A,C)	244,8	131,9	219,8	66,9	133,7	32,6
(A,B,C)	252,3	193,0	244,6	244,6	183,2	103,6

Nota: como no caso base (ausência de incentivos) não se observou a viabilização de sistemas de cogeração no segmento hospitalar brasileiro, os coeficientes acima referem-se ao potencial técnico total (isto é, potencial técnico remanescente mais potencial instalado no segmento), partindo da potência instalada de 2.000 kW no Vitória *Apart* hospital, localizado em Vitória – ES, segundo dados de Roggia (2003). Este artifício evita o problema de divisão por zero, caso não fosse adotado.

No que tange aos resultados obtidos para o segmento hoteleiro, observa-se que a receita gerada pela diferença de preços relativos – como já colocado também no caso do potencial para uso do gás natural para geração de calor – mostra que o impacto relativo de políticas de incentivo é bastante reduzido. De fato, políticas de financiamento, embora permitam melhorar o fluxo de caixa de um projeto, neste caso, mostram-se pouco necessárias. Isto não significa que o segmento não esteja interessado em financiamento para estes investimentos, mas que se constatou que as taxas de retorno obtidas devem superar em grande parte o critério adotado na nossa avaliação, de 25 % a.a.

Tabela 5.30: Potencialização do consumo de gás natural economicamente viável associado a sistemas de cogeração em hospitais brasileiros – matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos (COP= 1,20).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	17,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	202,9	125,9	185,9	77,5	143,0	19,5
(A, B)	17,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0
(B,C)	226,6	205,1	219,3	149,3	202,3	121,2
(A,C)	220,2	155,3	191,1	105,2	168,9	37,5
(A,B,C)	226,6	210,2	219,3	193,0	202,3	138,3
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	195,1	112,3	174,9	68,8	135,8	15,9
(A, B)	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(B,C)	226,3	202,7	214,2	145,5	200,4	114,5
(A,C)	215,6	158,1	193,0	93,5	159,8	33,9
(A,B,C)	226,3	208,1	214,2	189,4	200,4	128,8

Nota: vide nota na tabela 5.29.

Tabela 5.31: Potencialização do consumo de gás natural economicamente viável associado a sistemas de cogeração em hotéis da região Sudeste – matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos (COP= 0,74).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,5
(A, B)	0,0	0,0	0,1	0,0	1,2	0,0
(B,C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,7
(A,C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,7
(A,B,C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,7
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Política fiscal (B)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Financiamento (C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,5
(A, B)	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0
(B,C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,7
(A,C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,7
(A,B,C)	0,6	0,6	0,6	0,6	2,7	2,7

Como se pode ver na tabela 5.31, apenas em cenários de maior depreciação cambial é que o aporte de capital para financiamento exerce maior grau de impacto, pois neste caso, a relação de preços relativos mostra-se menos favorável à geração de receitas para amortizar os investimentos nestes sistemas de cogeração. Diferentemente do observado para os dois segmentos anteriores (indústria química e hospitais), entretanto, a política de incentivo fiscal ao uso do gás natural, que se mostra improfícua isoladamente, também não exerce efeito potencializador significativo quando combinada a outras. Basicamente, tal resultado decorre do já aludido fato de que a sensibilidade destes resultados condiciona-se muito mais a variáveis de contexto (i.e., relacionadas ao macro-ambiente) tais como o nível de preços internacionais do petróleo e taxa de câmbio, além dos preços relativos de energia verificados e assumidos com hipótese de trabalho.

Tabela 5.32: Potencialização do consumo de gás natural economicamente viável associado a sistemas de cogeração em hotéis da região Sudeste– matriz de impacto relativa ao cenário com inexistência de incentivos (COP= 1,2).

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back-up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Política fiscal (B)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0
Financiamento (C)	0,6	0,7	0,6	3,3	3,3	3,1
(A, B)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
(B,C)	0,6	0,7	0,6	3,3	3,3	3,3
(A,C)	0,6	0,7	0,6	3,3	3,3	3,1
(A,B,C)	0,6	0,7	0,6	3,3	3,3	3,3
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Sem qualquer incentivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redução da tarifa de *back-up* (A)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Política fiscal (B)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Financiamento (C)	0,6	0,6	0,6	3,3	2,7	3,1
(A, B)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
(B,C)	0,6	0,6	0,6	3,3	2,7	3,3
(A,C)	0,6	0,6	0,6	3,3	2,7	3,1
(A,B,C)	0,6	0,6	0,6	3,3	2,7	3,3

Nota: Estes dados referem-se ao número de vezes em que se aumenta o volume consumido de gás natural referentemente a um cenário sem qualquer incentivo. Assim, um valor igual a 1,0 significa aumento em 100% do consumo em relação ao cenário sem incentivo.
Valores obtidos para os indicadores médios de consumo de energia.

Uma outra análise que se faz relevante ao avaliar ações de incentivo ao uso do gás natural como a realizada aqui, refere-se à extensão destes incentivos que, via de regra, mostram movimentos muito similares àqueles observados para as variáveis "potência instalada" e "consumo de gás natural" (tabela 5.33 e tabela 5.34).

Tabela 5.33: Aporte de incentivos à cogeração (COP= 0,74) nos três segmentos avaliados, de acordo com o cenário considerado.Valores em R$ milhões.

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Política fiscal (B)	41,2	19,4	30,8	16,9	33,9	5,9
Financiamento (C)	1.676,2	825,3	1.311,4	713,2	1.451,5	219,9
(A, B)	41,2	19,4	30,8	16,9	33,9	5,9
(B,C)	1.914,9	1.211,6	1.779,7	1.146,2	2.153,2	1.017,8
(A,C)	2.697,1	1.775,3	2.554,3	1.665,3	2.642,1	1.623,4
(A,B,C)	2.792,3	2.256,9	2.796,2	2.414,3	3.153,9	2.462,7
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Política fiscal (B)	40,8	19,0	29,9	15,8	29,1	10,2
Financiamento (C)	1.684,5	776,0	1.266,7	651,0	1.229,7	389,3
(A, B)	40,8	19,0	29,9	15,8	29,1	10,2
(B,C)	1.851,7	1.144,3	1.650,9	1.077,0	1.640,9	883,7
(A,C)	2.690,0	1.915,7	2.584,0	1.874,4	2.580,0	1.577,4
(A,B,C)	2.791,3	2.230,1	2.790,9	2.453,7	3.132,9	2.439,7

Nota: Para sistemas de refrigeração por absorção de estágio simples.

Tabela 5.34: Aporte de incentivos à cogeração (COP= 1,20) nos três segmentos avaliados, de acordo com o cenário considerado.Valores em R$ milhões.

Cenário tendencial de preços do petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 1	**Ramo 2**	**Ramo 3**	**Ramo 4**	**Ramo 5**	**Ramo 6**
Política fiscal (B)	42,0	22,1	34,3	17,7	33,9	6,3
Financiamento (C)	1.682,7	961,8	1.477,0	752,7	1.453,8	240,2
(A, B)	42,0	22,1	34,3	17,7	33,9	6,3
(B,C)	1.967,5	1.404,2	1.843,8	1.289,5	2.342,3	1.223,2
(A,C)	2.759,3	1.920,8	2.610,8	1.934,6	2.866,3	1.530,2
(A,B,C)	2.842,6	2.393,0	2.844,3	2.607,9	3.184,2	2.688,6
Cenário de altos preços de petróleo	**Família de Cenários**					
	Ramo 7	**Ramo 8**	**Ramo 9**	**Ramo 10**	**Ramo 11**	**Ramo 12**
Política fiscal (B)	42,0	21,6	32,9	17,6	32,1	10,6
Financiamento (C)	1.705,3	904,5	1.410,5	741,1	1.374,8	407,7
(A, B)	42,0	21,6	32,9	17,6	32,1	10,6
(B,C)	1.924,1	1.346,7	1.700,3	1.213,8	1.856,8	1.081,0
(A,C)	2.733,4	2.070,5	2.634,2	2.029,4	2.797,9	1.609,8
(A,B,C)	2.841,1	2.390,2	2.813,7	2.646,3	3.162,2	2.645,8

Nota: Para sistemas de refrigeração por absorção de estágio duplo.

De fato, muito embora tenham sido avaliados apenas três segmentos da economia brasileira – selecionados para análise em função de serem emblemáticos dentro de seus setores – pode-se observar que, mesmo para estes, o desafio é bastante grande. Assim, exemplificando com a cogeração em regime "*topping*", constata-se que a principal política de viabilização de investimentos traz a reboque implicitamente a necessidade de resolução de problemas estruturais da economia brasileira, como a disponibilidade de capital para financiar este tipo de projeto.

Com efeito, levando apenas em consideração os resultados obtidos para os três segmentos avaliados mostram a demanda por investimentos em cogeração variando entre R$ 4,2 e R$ 5,7 bilhões, em função do cenário cambial assumido (tabela 5.35). Importante lembrar que estes valores referem-se ao total de recursos demandados para a realização do potencial técnico, envolvendo recursos públicos e/ou privados. Na sua maior parte, como já era esperado, a demanda por recursos se concentra na indústria

química, sendo a participação de cada segmento variável em função do tipo de sistema de refrigeração por absorção adotado nos segmentos do setor terciário avaliados[14]:

- Sistema de refrigeração por absorção de estágio simples: indústria química: 62,7%, segmento hospitalar: 32,4% e segmento hoteleiro: 5,0%;
- Sistema de refrigeração por absorção de estágio simples: indústria química: 61,5%, segmento hospitalar: 33,2% e segmento hoteleiro: 5,3%.

Embora estes investimentos sejam normalmente distribuídos no tempo, a sinalização que estes números nos fornece demonstra: (1) que a instalação de unidades de cogeração pode representar uma significativa parcela de adição de potência ao sistema elétrico nacional, uma vez que os valores obtidos referem-se a apenas três segmentos da economia; (2) que, no mesmo sentido, esta solução energética pode representar uma saída adequada para o mercado de gás que se forma no Brasil e; (3) que a viabilização de investimentos em cogeração no país demandará disponibilidade de expressiva soma de capital para investimento nestes sistemas. Deve-se ressaltar que estes números não embutem a demanda por investimentos em infra-estrutura de oferta de gás natural e, ao adicionar-se estes valores, fica ainda mais patente o tamanho do desafio a ser superado para o desenvolvimento do mercado gasífero nacional.

Como já foi colocado, no caso da indústria química – e, por inferência, na maioria dos usuários onde predomina a filosofia de paridade térmica para os sistemas de cogeração, em sua predominância, localizados no setor industrial brasileiro – o impacto de políticas de inserção favorável ao cogerador no sistema elétrico brasileiro é bastante sensível, primeiramente, à estabilidade de contratos de longo prazo (internalizados nesta análise adotando-se a comercialização através de contratos bilaterais de longo prazo) e também, ao nível de tarifas de venda de excedentes elétricos cogerados (assumindo-se como hipótese de trabalho a venda desta energia a um valor, em média, correspondente a 60% da tarifa de eletricidade paga pela indústria). Neste sentido, a sensibilidade dos resultados obtidos associada aos números gerados para demanda de capital para financiar estes investimentos demonstra a necessidade de políticas bem adequadas para inserção do cogerador no sistema elétrico brasileiro. Ademais, é um atributo de redução de risco para o investidor a existência de um ambiente de estabilidade e definição clara do papel dos agentes tanto do setor elétrico quanto do mercado de gás natural.

[14] A título de esclarecimento, a contabilização dos sistemas de refrigeração por absorção nos três

Tabela 5.35: Demanda por capital para financiamento de tecnologias de uso final do gás natural nos segmentos avaliados, para realização do potencial técnico identificado. Valores estão em R$ milhões.

Taxa de câmbio (R$/US$)	Cogeração em regime "*topping*"		Geração de calor
	Total SRA1[1]	**Total SRA2[1]**	**Total**
2,6	4.187	4.266	83,9
3,0	4.831	4.922	97,0
3,5	5.637	5.742	113,0

Notas: 1- SRA1: unidade de cogeração associada à sistemas de refrigeração por absorção de estágio simples (COP= 0,74); SRA2: unidade de cogeração associada à sistemas de refrigeração por absorção de estágio duplo (COP= 1,2). Os números acima se referem à demanda de investimentos para realização do potencial TÉCNICO.

Por outro lado, a demanda por capital para investimento em tecnologias consumidoras de gás natural é substancialmente menor quando se analisa o uso do gás natural para geração de calor nos segmentos avaliados (tabela 5.35). De fato, estes resultados são bem compreendidos na medida em que a conversão de equipamentos demanda custos substancialmente menores do que aqueles demandados para unidades de cogeração. Analisando-se preliminarmente o porte dos investimentos demandados e o volume de gás natural viabilizado a partir de cada um dos usos avaliados (cogeração em regime "*topping*" e geração de calor"), percebe-se que a opção de estimular a substituição de fontes térmicas pelo gás natural mostra-se mais custo-efetiva do que o estímulo ao uso do gás natural para cogeração (tabela 5.36), se levarmos em consideração o indicador "volume de gás viabilizado/R$ investido". Entretanto, tal conclusão pode ser reducionista, uma vez que existem vários outros aspectos que devem ser analisados conjuntamente para compor melhor o quadro comparativo entre estimular uma ou outra tecnologia. Assim, deve-se mensurar aspectos tais como impactos na cadeia de geração de empregos de ambas os usos propostos, benefícios ambientais proporcionados, contribuição para a redução do risco de déficit do sistema elétrico brasileiro, entre outros. Neste sentido, é necessário o aprofundamento desta análise. Comparativamente ao sistema de refrigeração por duplo estágio, o menor valor do indicador proposto se deve ao fato de constituir-se num sistema mais eficiente do ponto de visto de consumo de gás natural, com maior custo de capital associado.

---

segmentos não inclui a aplicação na indústria química, mas é apresentada de forma agregada.

Tabela 5.36: Investimento específico (mil m^3/ano/R$ milhões) por tecnologias de uso final do gás natural nos segmentos avaliados, para realização do potencial técnico identificado.

Taxa de câmbio (R$/US$)	**Cogeração em regime "*topping*"**		**Geração de calor**
	Total SRA1[1]	**Total SRA2[1]**	**Total**
2,6	1.064	1.019	28.902
3,0	922	883	25.000
3,5	790	757	21.459

Notas: 1- SRA1: unidade de cogeração associada à sistemas de refrigeração por absorção de estágio simples (COP= 0,74); SRA2: unidade de cogeração associada à sistemas de refrigeração por absorção de estágio duplo (COP= 1,2). Os números acima se referem à demanda de investimentos para realização do potencial TÉCNICO.

Todos os valores estão descontados à taxa de 25 % a.a. e consideram, além do investimento no grupo gerador, também em equipamentos auxiliares aplicáveis a cada caso (caldeira de recuperação, sistemas de refrigeração por absorção e acessórios), considerando a incidência de impostos sobre estes.

Em relação à aplicação de benefícios fiscais, que incidem preponderantemente sobre os custos operacionais da alternativa de uso final do gás natural – à exceção da política de incentivo que incide sobre a depreciação – os resultados mostraram que o direcionamento destes incentivos para cogeração tende a viabilizar maior consumo de gás do que a geração de calor, e isto se deve basicamente ao fato de, neste caso, além do atendimento da demanda térmica do usuário, também haver consumo adicional para geração de eletricidade. Neste sentido, o indicador "volume de gás viabilizado/R$ investido" mostrou ser quase 50% para incentivo direcionado à cogeração, em relação à aplicação de incentivos fiscais.

Tabela 5.37: Aporte específico de benefícios fiscais (mil m^3/ano/R$ milhões) por tecnologias de uso final do gás natural nos segmentos avaliados, para realização do potencial técnico identificado.

	Cogeração em regime "*topping*"		**Geração de calor**
Taxa de câmbio (R$/US$)	**Total SRA1[1]**	**Total SRA2[1]**	**Total**
2,6	40.415	38.977	27.694
3,0	36.115	34.805	27.565
3,5	31.874	30.697	27.410

Notas: 1- SRA1: unidade de cogeração associada à sistemas de refrigeração por absorção de estágio simples (COP= 0,74); SRA2: unidade de cogeração associada à sistemas de refrigeração por absorção de estágio duplo (COP= 1,2). Os números acima se referem à demanda de investimentos para realização do potencial TÉCNICO. Todos os valores estão descontados à taxa de 25 % a.a., e referem-se à incidência simultânea da política combinada de depreciação acelerada e aplicação do método de *Matheson* como fórmula de cálculo, além de redução da alíquota de impostos incidente sobre o gás, no consumidor final.

5.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Primeiramente, deve-se destacar a magnitude do potencial de consumo de gás natural nos setores avaliados (indústria química e segmentos hospitalar e hoteleiro do Brasil) para os usos avaliados – cogeração em regime "*topping*" e substituição interenergéticos para geração de calor. Cabe ressaltar que os resultados apresentados na tabela 5.38 não são aditivos, uma vez que ambas as análises partem da hipótese de atendimento integral das demandas térmicas decorrentes das especificidades setoriais.

Como se pode observar, a indústria química – um importante representante do setor industrial – responde pela maior parcela do potencial existente tanto para geração de calor – cerca de 90% do total dos segmentos avaliados – quanto para cogeração – cerca de 83% do total – e isto apenas reflete uma conclusão que coaduna com o propósito principal deste estudo, em avaliar forças motrizes econômicas para potencialização da demanda de gás natural em segmentos representativos do ponto de visto de porte individual de demanda por energia substituível por gás natural. Adicionalmente, ratifica-se a importância dos segmentos avaliados do setor comercial (hospitais e hotéis) que, pelo seu perfil qualitativo e quantitativo de demanda de energia, comportam-se muitas vezes como uma pequena indústria.

Tabela 5.38: Consolidação do potencial de consumo de gás natural nos segmentos avaliados.

Segmento	**Substituição térmica**	**Cogeração em regime "*topping*"**		
	Consumo de gás[2] (mil m^3/ano)	**Potência instalada[1] (kW)**	**Consumo de gás[2] (mil m^3/ano) COP 1**	**COP 2**
Indústria química	2.183.083	1.401.156	3.620.400	3.620.400
Hospitais	180.492	496.862	811.356	705.480
Hotéis	61.824	50.252	22.896	22.056
Total	**2.425.399**	**1.948.270**	**4.454.652**	**4.347.936**

Nota: 1- Baseada nos valores médios estimados para cada um dos segmentos avaliados; 2- Corresponde ao valor médio encontrado para a indústria química brasileira somado às estimativas de consumo de gás nos segmentos do setor comercial para diferentes sistemas de refrigeração por absorção.

Os resultados obtidos mostraram que a viabilização econômica do mercado brasileiro de gás natural nos setores avaliados é sensivelmente influenciada pelo contexto onde se insere o potencial investidor e em especial, pelo contexto de políticas de incentivo disponíveis. Isoladamente, a disponibilidade de financiamento de equipamentos exerceu maior impacto na viabilização econômica do mercado de gás

natural quando se trata de incentivar a cogeração[15]. Como segunda ação de incentivo mais relevante, destaca-se o provimento de um contexto favorável ao cogerador para venda de excedentes elétricos cogerados. Porém, a principal conclusão na aplicação das políticas de incentivo aqui avaliadas é a sinergia proporcionada quando aplicadas em conjunto, proporcionando a viabilização de parcela muito relevante do potencial técnico identificado.

Finalmente, uma análise importante relaciona-se à "custo-efetividade" destas políticas de incentivo, o que se buscou realizar de maneira preliminar nesta tese. De fato, esta análise se pautou em um indicador de efetividade econômica, que apreende o efeito de cada real investido sobre a viabilização de um dado porte de consumo de gás natural, mas existem vários aspectos que devem ser internalizados a esta análise, ampliando a análise para questões econômico-financeiras, ambientais e sociais, por exemplo, englobando geração de empregos, estímulo a setores produtivos à montante e à jusante dos segmentos avaliados e esta análise deve fazer parte de trabalhos futuros acerca de cadeias energéticas e seus impactos.

Pela análise simples do indicador "volume de gás viabilizado/R$ investido", observa-se serem os incentivos direcionados à substituição de fontes térmicas convencionais – óleo combustível, principalmente – por gás natural, mais custo-efetivas, na medida em que se apresentam com melhor relação benefício/custo. Ao mesmo tempo, não é a geração de calor que proporciona o maior volume de consumo de gás natural nos segmentos avaliados e, ao contrário do investimento em unidades de cogeração, não apresenta outros ganhos, tais como a redução da solicitação do parque gerador nacional para atendimento de demanda por potência destes usuários. No que tange aos benefícios gerados pela aplicação de incentivos fiscais, por sua vez, observa-se que a melhor relação benefício/custo se direciona para sistemas de cogeração, apreendendo um pouco melhor este efeito do uso do gás para geração de energia secundária – eletricidade, no caso. Assim, faz-se necessário estudar e estabelecer indicadores e critérios que permitam avaliar os custos e benefícios associados à concessão de incentivos ao uso do gás natural no país, abrangendo aspectos técnicos, econômicos, ambientais, sociais e estratégicos.

---

[15] Os resultados aqui obtidos mostraram a necessidade de recursos para financiamento de equipamentos de cogeração a gás natural, somente na indústria química brasileira, conforme a depreciação cambial adotada: (1) R$ 2,65 bilhões, para taxa de câmbio equivalente a R$ 2,6/US$; (2) R$ 3,06 bilhões para taxa de câmbio equivalente a R$ 3,0/US$ e; (3) R$ 3,57 bilhões, para taxa de câmbio equivalente a R$ 3,5/US$.

6. CONCLUSÃO DA TESE

Antes de tudo, é relevante resgatar o objetivo principal desta tese, que foi o de analisar o impacto de ações de incentivo ao desenvolvimento da demanda de gás natural no Brasil. Tanto a análise *ex-ante* acerca das possibilidades da expansão da termeletricidade no país quanto a avaliação *ex-post*, isto é, a análise dos resultados obtidos com essa estratégia de ancoragem do mercado gasífero após alguns anos do lançamento do Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT), mostraram a dificuldade de vincular o desenvolvimento de grandes consumos de gás natural em usinas termelétricas no Brasil.

De fato, os volumes atualmente consumidos de gás natural devido à termeletricidade no país foram viabilizados artificialmente, de um ponto de vista econômico, ou seja, às custas de incentivos concedidos pelo Estado brasileiro que contrariaram o espírito da reforma inicialmente preconizada para o setor elétrico brasileiro, pautada em mecanismos de mercado. Ademais, o mínimo que se espera de incentivos concedidos a subconjuntos da população brasileiro é alguma contrapartida por parte do investidor beneficiado, o que efetivamente não se concretizou, pois à exceção da entrada em operação destas usinas, nenhum efeito multiplicador na economia brasileira foi obtido. Por exemplo, a transferência de tecnologia para capacitação e construção de turbinas a gás no país, poderia ser uma forma de contrapartida aos benefícios concedidos.

O custo social de uma reforma mal conduzida foi compulsoriamente absorvido pela sociedade brasileira de três formas: (a) redução de bem-estar imposta pelo racionamento de eletricidade[1] em 2001, que implicou em perda de conforto por parte da população; (b) imposição de cobrança do encargo de capacidade emergencial à população; (c) utilização da Petrobras - empresa de capital misto mas com significativa participação acionária do Estado brasileiro -, para absorver os riscos cambiais do preço da energia e garantir risco zero para os empreededores em usinas térmicas, pela imposição da compra da energia gerada.

Assim, justifica-se a reflexão de formas alternativas de viabilizar a demanda de gás natural em outros segmentos da economia brasileira, apesar de apresentarem

---

[1] Em que pese o fato deste racionamento ter estimulado a busca pelo uso eficiente de energia em alguns segmentos da economia brasileira, houve de fato, restrição da produção industrial.

dinâmica de desenvolvimento do consumo de gás menos atraente comparativamente àquele demandado em usinas termelétricas. Isto porque, enquanto a produção de termeletricidade viabiliza rapidamente o consumo de volumes de gás sobremaneira elevadas, concentradas temporal e geograficamente - permitindo equacionar mais rapidamente os investimentos em infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural – nos demais segmentos, a demanda de gás ocorre de forma mais pulverizada, dispersa temporal e geograficamente e demanda ações de desenvolvimento da demanda que implicam em uma inércia do desenvolvimento do consumo de gás natural.

No estágio atual de desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro, é relevante identificar-se as forças-motrizes à penetração deste energético na economia, bem como a extensão do impacto destas sobre o mercado de gás natural no Brasil, de forma a se evitar a realização de esforços improfícuos para a maior disseminação do uso deste energético no país. A avaliação de possíveis cenários tornou esta análise mais abrangente, permitindo visualizar, por exemplo, o impacto de cenários de preços de petróleo sobre os energéticos concorrentes ao gás natural, variável sobremaneira importante na análise dos investimentos em tecnologias consumidoras de gás natural, posto que a economia operacional devido à troca de energético se constitui na principal receita destes projetos, especialmente em projetos de substituição simples de fontes para geração de calor, onde o peso dos custos operacionais é maior.

Como se pôde observar, a indústria química – um importante representante do setor industrial – responde por um substancial potencial para consumo de gás natural tanto para geração de calor quanto para cogeração, o que reflete uma conclusão que se coaduna com o propósito principal deste estudo. Adicionalmente, ratifica-se a importância dos segmentos hospitalar e hoteleiro que, com seu perfil qualitativo e quantitativo de demanda de energia, comportam-se muitas vezes como uma pequena indústria. No todo, como vimos pelos resultados apresentados no capítulo 5, o mercado de gás natural nestes segmentos pode representar cerca de 6,6 Mm^3/dia para substuição interenergéticos simples e algo em torno de 12 Mm^3/dia para cogeração, permitindo agregar aproximadamente 1,9 GW de potência instalada à capacidade geração do setor elétrico brasileiro. Tratam-se de valores sobremaneira relevantes, se considerarmos que correspondem a uma parcela total dos setores presentes na economia brasileira e que substancial potencial existe nos demais segmentos, especialmente no setor industrial brasileiro. Deve-se frisar também que esta é uma análise estática destes segmentos, não considerando possíveis impactos do efeito-estrutura e do efeito-atividade com que se

pode deparar a economia brasileira, em função de políticas de desenvolvimento nacional que porventura possam ser adotadas. Esse efeito estrutura pode proporcionar a migração do "*mix*" de empresas químicas para aquelas de maior valor agregado ou proporcionar a elevação do padrão de serviço em hospitais brasileiros e hotéis, por exemplo. O efeito atividade relaciona-se, por sua vez, ao aumento da atividade econômica, que naturalmente traz a reboque o crescimento da demanda de energia no país.

A magnitude do potencial de consumo de gás natural nos setores avaliados se trata de uma informação de caráter relevante num momento em que se busca flexibilizar o impacto das cláusulas rígidas de contratação deste energético, por meio da criação de um mercado secundário de gás natural. Como se depreende dos resultados obtidos, a formação do mercado secundário de gás pode constituir uma resposta progressiva à questão, desde que se estabeleçam metas e políticas de incentivo ao consumo de gás natural nos setores industrial e terciário da economia, e se realizem investimentos em infra-estrutura, capazes de ampliar a rede de transporte e distribuição atualmente existente no país.

Os resultados obtidos mostram, como um todo, que a viabilização econômica do mercado brasileiro de gás natural depende, basicamente, de ações segmentadas em três grandes vertentes: (i) políticas que agem sobre os custos fixos das tecnologias consumidoras de gás natural; (ii) políticas que agem sobre os custos operacionais do usuário; (iii) políticas de remoção de barreiras de acesso a mercados energéticos. E, um fato importante, é que a aplicação combinada destas políticas proporciona um salto quantitativo sobremaneira elevado em relação a um cenário sem qualquer aplicação de políticas de incentivo ou mesmo pela aplicação isolada de cada política de incentivo. Assim, vejamos no que se pautam cada uma destas vertentes:

- No *campo das políticas que agem sobre os custos fixos*, destaca-se aquela pautada em aporte de recursos para financiamento de equipamentos de consumo final de gás natural, o que é bastante relevante no caso da cogeração a gás em regime "*topping*". Como se verificou, a partir dos resultados apresentados no capítulo 5, a aplicação isolada desta política mostra ser a principal força motriz para potencialização do mercado de gás natural, sob uma ótica de consumo. Entretanto, o impacto desta política passa a ser limitado para um cenário percebido pelo eventual investidor de elevada taxa de câmbio. Outra política que age reduzindo o peso do custo de capital em projetos de consumo de gás natural – especialmente em sistemas de cogeração – envolve o estímulo à depreciação acelerada de equipamentos, o que pode representar

uma redução de até 5% no custo de investimento inicial. Percentual que poderia ser aumentado pela aplicação de incentivos fiscais à importação de equipamentos, por exemplo. Entretanto, a todo o benefício é conveniente para o país que venha acompanhado de alguma contrapartida por parte do beneficiário, pois é importante que a renúncia de arrecadação fiscal seja compensada por efeitos multiplicadores na economia. Assim, por exemplo, a redução de tributação sobre o preço FOB de equipamentos de geração a gás pode vir acompanhada de ações que viabilizem a instalação de fábricas que produzam estes dispositivos no Brasil, gerando efeito direto na economia, através da criação de empregos, capacitação de mão de obra, demanda por outros bens intermediários na economia – por exemplo, demanda de aço e materiais especiais para construção de turbinas a gás – o que, no médio e longo prazo representam, na verdade, um investimento do Estado brasileiro (renúncia fiscal é um investimento a ser feito e o efeito multiplicador na economia é o responsável pelos benefícios a serem colhidos ao longo do tempo);

- As aqui denominadas *políticas incidentes sobre custos operacionais* incidem diretamente sobre os preços relativos das fontes energéticas e isto inclui o caso do gás natural. Assim, compõe o conjunto de ações que permitem tornar atraente a razão de preços relativos entre o gás natural e seus substitutos. Não se limita apenas à concessão de reduções em alíquotas tributárias – às quais devem se associar as devidas contrapartidas, como já ressaltado – mas também a análise de aspectos institucionais e da organização da indústria, que afetam a competitividade da fonte energética "gás natural". Dentro da análise aqui realizada, esta classe de políticas incluiu os cenários de política fiscal, que se mostram mais relevantes para aquelas alternativas menos capital intensivas, como a conversão de equipamentos e a substituição inter-energéticos simples nos segmentos avaliados. A efetividade desta política se torna também relevante no caso de unidades de cogeração, quando o potencial investidor percebe um cenário de maior crescimento da tarifa de eletricidade ou menor depreciação cambial, o que torna os preços relativos gás/substitutos mais atraentes para o uso do gás natural. Dado que o preço do gás natural na ponta de consumo é a variável chave para viabilização do mercado gasífero na ponta de consumo, a abordagem *net back*, pelo energético substituto, para o mercado brasileiro nos parece mais adequada ao Brasil e especial atenção deve ser dada - pelos agentes econômicos que formam este preço e pelo governo,

que o regula quando aplicável – à precificação do gás natural em todos os elos da cadeia produtiva do gás natural;

- Como *política de remoção de barreiras de acesso ao mercado energético*, destacamos ações que proporcionem melhor inserção do cogerador no ambiente do sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, mostrou-se que a regulamentação específica sobre a venda de excedentes de eletricidade pelo cogerador pode viabilizar um potencial importante de cogeração principalmente no setor industrial, onde os sistemas normalmente são dimensionados para atender prioritariamente as cargas térmicas da planta e isto normalmente implica em um nível maior de produção de eletricidade, com maior probabilidade de geração de excedentes elétricos. Ocorre que nem sempre o arranjo de forças e disponibilização desta potência à rede ocorre no nível mais adequado para remunerar a sobrecapacidade do usuário. Quando este é o caso, ou o usuário não investe em cogeração, ou então, dimensiona a central para atender parcialmente suas cargas, contratando a potência demandada restante, para manter-se como cativo, implicando num sub-aproveitamento das possibilidades de cogeração no país. O contexto favorável à cogeração pressupõe a necessidade de estabelecimentos de contratos de médio/longo prazo entre cogeradores e terceiros (concessionárias ou consumidores finais). Todavia, novamente, a exemplo do que ocorre com a política de financiamento, para taxas de câmbio elevadas, o impacto de um contexto favorável à venda de excedentes passa a ser limitado, indicando a dificuldade de se aplicarem políticas de incentivo à cogeração a gás no Brasil num contexto incerto quanto à taxa de câmbio. Uma outra barreira identificada como possível objeto de ataque da assim denominada "política de redução de barreiras de acesso" refere-se à reduzida experiência de utilização do gás natural no país. Especialmente no caso de pequenos usuários, como o são os consumidores do setor comercial e residencial, constatou-se a necessidade de se promover ações mais agressivas de informação junto aos consumidores por parte das distribuidoras de gás canalizado quanto às possibilidades de uso de gás natural nestes usuários, além, é claro, de combinar estas ações com alternativas de viabilização técnica e econômica das tecnologias de consumo aplicáveis a cada caso.

Ademais, os resultados obtidos também sinalizam que a maior penetração do gás natural dependerá não apenas da efetividade das políticas de incentivo propostas, mas também dos contextos percebidos pelos eventuais investidores. Isto significa que não

apenas importa propor políticas de incentivo à cogeração e capacitar/informar eventuais usuários desta alternativa, mas também importa compreender as percepções dos investidores em relação às variáveis macro de sua avaliações econômicas. Em última instância, esta percepção se relaciona diretamente à volatilidade das variáveis que impactam o desenvolvimento do potencial de consumo de gás natural no país. Deste modo, a busca por regras estáveis para estas "variáveis de contexto" se constitui na linha mestra das ações a serem empreendidas, principalmente no que tange ao ambiente institucional e os preços dos energéticos.

Assim, em função dos resultados obtidos nesta tese, é relevante que políticas voltadas ao desenvolvimento da demanda de gás natural no país não se furtem em abordar elementos tais como:

- *A diversificação dos agentes econômicos:* incluindo o estímulo a empresas de serviços de engenharia (ESCO´s), que podem agir rompendo barreiras de informação entre os usuários finais, especialmente aqueles de pequeno porte. Além disso, no caso de unidades de cogeração, uma importante participação destas empresas inclui o fato de desonerar o usuário final da responsabilidade de operação desta planta, por vezes apontada por industriais como uma barreira por não se constituir em sua atividade-fim;
- *Restrição à poluição:* a efetiva implantação de restrições de cunho ambiental no que tange à emissão de efluentes aéreos pode internalizar os benefícios ambientais do uso do gás natural, uma vez que evita emissão de compostos de enxofre, presentes no seu principal concorrente, o óleo combustível. Por outro lado, deve-se estar atento também para os impactos relacionados ao maior uso do gás natural, como por exemplo, a maior geração de NO_X térmico. Assim, esta política não deve se furtar em analisar tanto as externalidades positivas quanto negativas do uso do gás natural sobre o meio ambiente;
- *Precificação do gás natural:* por se tratar da variável chave à penetração do gás natural na ponta do consumo, é essencial que especial atenção seja dada às fórmulas de precificação adotadas no caso do gás natural, norteando-se pelo princípio básico de garantir o preço mais competitivo possível e reduzindo incertezas na sua evolução, isto é, adotando-se fórmulas que garantam que a volatilidade de preços seja a menor possível. Os resultados obtidos a partir das simulações foram bastante elucidativos quanto a isto: em função do cenário

cambial e de preços internacionais do petróleo – que compõe a fórmula de formação de preços do gás natural -, o porte do mercado economicamente viável de consumo de gás natural apresentou, não raro, grande variação. Isto nada mais é do que uma medida do impacto da volatilidade de preços do gás natural perante seus concorrentes. Uma possível ação indireta sobre a competitividade do gás natural no consumo inclui a identificação do "preço-prêmio" a ser pago por indústrias como a cerâmica, vidro e alimentos, dado que o uso do gás natural agrega efetivamente, valor ao produto final destas indústrias. Isto pode, eventualmente auxiliar na criação de nichos específicos de mercado para o gás natural;

- *Regulação econômica da indústria:* embora não diretamente abordada nesta tese, este elemento exerce um papel fundamental pois provê possibilita a criação (ou não) de ambiente estimulador ao investimento dos agentes privados na indústria de gás natural, o que permite equacionar melhor alternativas capital-intensivas como é o caso da expansão de malhas de transporte e distribuição e das tecnologias de consumo de gás natural capital-intensivas. Também a regulação econômica da indústria tem a função de permitir a prática de preços mais adequados no segmento de transporte de gás natural – pelas suas características, um monopólio natural -, como também criar condições para a contestabilidade adequada do mercado de gás natural onde a concorrência seja possível e desincentivando comportamentos oportunistas que podem criar barreiras ao investimento;
- *Redução do peso do custo de capital na implantação de projetos de uso do gás natural:* Como se mostrou nesta tese, as possibilidades de amortecimento do peso do custo inicial de tecnologias de consumo do gás natural pode se constituir em um alavancador da demanda, ou um gargalo. Assim, ações como disponibilidade de capital para financiamento – seja ele de origem pública ou privada – redução de alíquotas incidentes sobre equipamentos destinados à indústria de gás natural, depreciação acelerada de equipamentos, incentivo à instalação de fábricas produtoras destas tecnologias no país são ações que se inserem dentro deste escopo;
- *Inserção do cogerador no sistema elétrico brasileiro:* sendo uma solução de convergência para o mercado gasífero e o setor elétrico brasileiros, é fundamental o equacionamento institucional quanto ao papel do cogerador no

sistema elétrico do Brasil. Isto porque existe importante interface com a indústria de eletricidade da qual depende o desenvolvimento de projetos de geração combinada de energia, principalmente relacionada com a venda de excedentes de eletricidade cogerados. A falta de uma regulamentação adequada acerca do assunto, que balize negociações entre cogeradores – essencialmente, produtores de pequeno porte – e concessionárias de eletricidade é bastante nociva ao desenvolvimento da cogeração natural no país, não só para aquela baseada no consumo de gás natural. Como já colocado neste texto, este ambiente de inserção desempenha papel fundamental quanto à estratégia dos agentes, o que pode levar a escolhas tecnológicas ineficientes e sub-utilização deste potencial de cogeração;

- *Expansão das malhas de transporte e distribuição de gás canalizado:* embora não se trate exatamente do objeto de estudo desta tese, este aspecto exerce impacto significativo sobre a viabilização do consumo de gás natural, uma vez que, muitas vezes a competitividade econômica do gás natural frente aos energéticos concorrentes é bastante relevante a efetivação da demanda de gás natural nestes segmentos é apenas uma questão de disponibilidade deste gás;
- *Organização industrial da cadeia produtiva do gás natural*: referindo-se às ações necessárias à criação/manutenção de um ambiente de mercado onde os agentes econômicos desta cadeia não possuam conflitos críticos de interesses para o desenvolvimento do mercado de gás, o que prejudica a competição desta fonte. Por exemplo, não se pode esperar que a competição entre o gás natural e seu substituto em um mercado local seja efetiva quando uma mesma empresa produz os dois energéticos, que basicamente concorrem no mesmo nicho de mercado. Uma outra questão importante refere-se à atividade de transporte de gás natural, onde a verticalização pode, por um lado, funcionar como um elemento de redução de riscos dos investimentos mas pode constituir um ambiente para a prática de preços abusivos por parte do monopolista. Ou ainda, pode desestimular a concorrência quando ela poderia ser exercida sem prejuízo para a sociedade e os demais agentes econômicos.

A partir dos elementos apontados acima, por sua vez, sugere-se um conjunto de pilares sobre os quais se podem apoiar ações ao desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural (figura 6.1).

Assim, o fomento ao *desenvolvimento tecnológico* na indústria de gás natural permite, além de o país se desvulnerabilizar em relação a efeitos cambiais – posto que a tecnologia passaria ser desenvolvida e produzida aqui, ao contrário do que ocorre atualmente, por exemplo, com sistemas de refrigeração por absorção -, também se capacitar no desenvolvimento de soluções tecnológicas customizadas às características de nosso mercado. Ainda, cumpre lembrar que, a reboque desta ação de fomento ao desenvolvimento tecnológico, existe uma etapa anterior de definição de política nacional de ciência e tecnologia, que estabeleça critérios para este desenvolvimento.

Por sua vez, o *desenvolvimento da demanda* de gás natural depende fortemente da redução de incertezas quanto ao conhecimento do seu potencial mercado e como ele efetivamente se comporta, i. e., quais as forças motrizes que agem viabilizando ou dificultando a maior penetração do gás natural em diversos usos/segmentos. Como se constatou neste trabalho, é grande a fragilidade das bases de dados energéticos no país e substancial esforço deve ser feito no sentido de melhorá-las ou mesmo dispor delas. Caso contrário, como definir ações de incentivo sem o conhecimento sobre o que se deve agir? Faz parte deste processo, portanto, o aumento da informação tanto do mercado existente e os fatores que agiram como facilitadores/dificultadores do mesmo, o que permite identificar as barreiras existentes e subsidiar a elaboração de soluções para superá-las.

No que tange ao estabelecimento de uma *política de precificação competitiviva do gás natural*, este pilar de ação age sobre o aspecto fundamental de inserção do gás natural, posto que sua competição se dá por custos. Ainda que a incerteza seja uma variável intrínseca e invariavelmente presente na evolução dos preços de energia, a busca por soluções que permitam reduzir/minimizar a volatilidade dos preços do gás natural pode contribuir para melhorar a percepção do potencial investidor quanto à evolução futura dos preços dos energéticos e, por conseguinte, aumentar a propensão aos investimentos para uso do gás natural. Dada esta característica de competição por custos, a definição de uma política de preços para o gás natural também deve buscar aderência ao energético substituto, isto é, também minimizar a volatilidade dos preços relativos, aspecto que também influencia a propensão ao uso do gás natural.

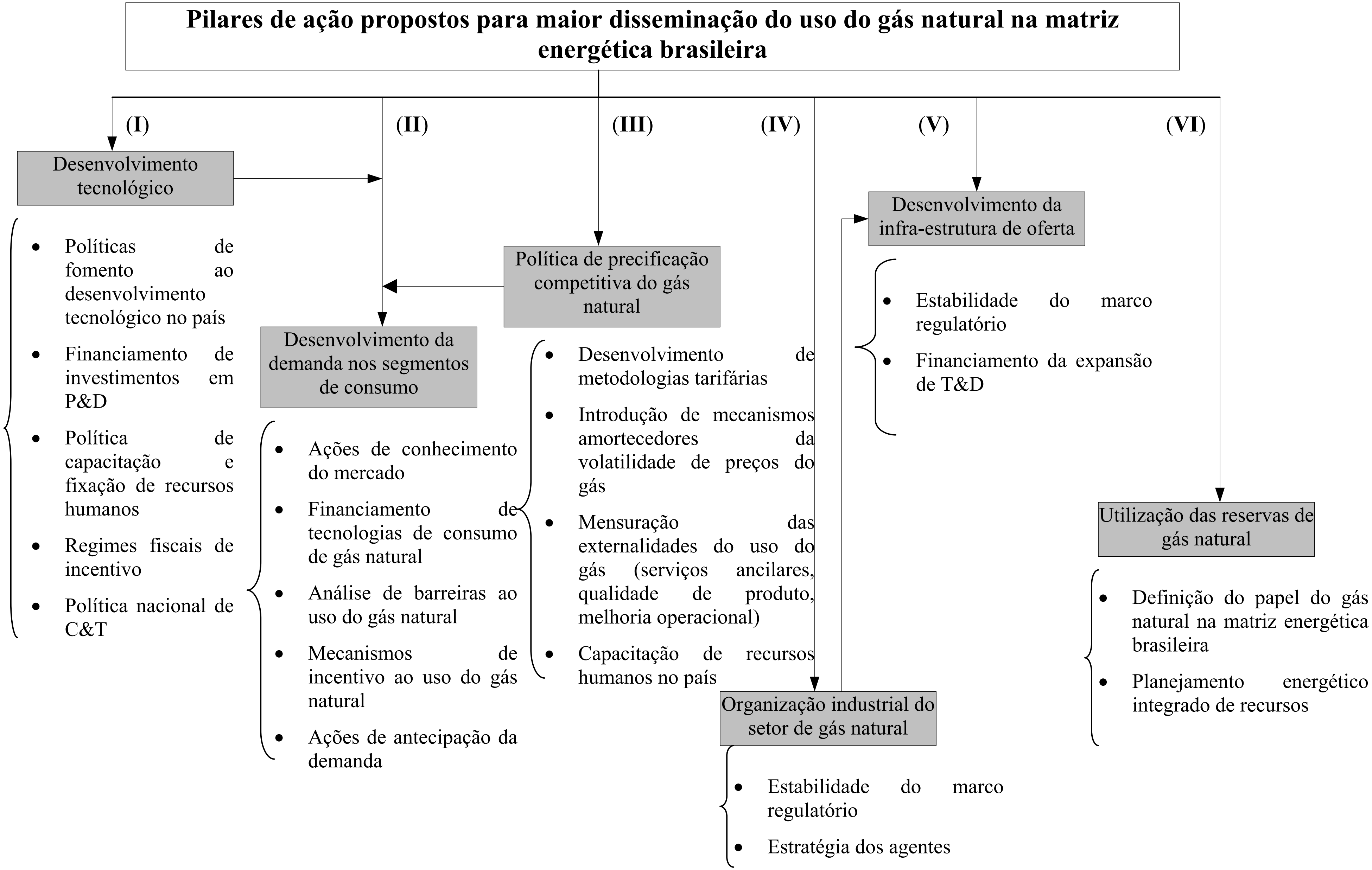


Figura 6.1: Pilares de ação sugeridos para o desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural.

O *desenvolvimento da infraestrutura de oferta* de gás natural é um vetor fundamental para o crescimento do mercado de gás natural, na medida em que muitas vezes, o gás natural mostra-se competitivo frente a outros energéticos, como é o caso do GLP e seu uso depende apenas em estar disponível ao consumidor final. Todavia, não se trata de um desafio trivial, pois embute questões de ordem organizacional da indústria de gás natural intimamente relacionadas ao contexto regulatório existente. Também depende a expansão das malhas de transporte e distribuição de gás natural de disponibilidade de capital para financiar estes investimentos posto que se tratam de ativos específicos e capital intensivos, onde o patamar de taxa de retorno adotado para retorno destes investimentos exerce papel relevante na efetivação destes projetos.

Finalmente, uma questão colocada no pilar (VI), mas anterior a todos os pilares de ação aqui delimitados, diz respeito à própria definição *da utilização das reservas de gás natural*, o que se relaciona diretamente com a definição do papel a ser cumprido pelo gás natural na matriz energética brasileira. Nesta esfera, questões como a diversificação da matriz energética e desvulnerabilização do país em relação a outras fontes primárias – como por exemplo, redução da dependência quanto a fatores hidrológicos para oferta de eletricidade – devem ser colocadas *vis-à-vis* a elevação de custos na economia e a dependência externa de suprimento de energia e, por conseguinte, vulnerável a fatores políticos locais. Na definição do papel do gás natural no país, aspectos tais como o desenvolvimento tecnológico na área e os impactos distribuídos na economia em decorrência desta opção devem estar bem elucidadas. É mister enfatizar, ainda, que esta definição não aplica somente ao caso do gás natural, mas também a outras fontes de energia e, nesse sentido, esta análise deve ser necessariamente conduzida sob uma ótica de planejamento energético integrado de recursos, com a definição clara de objetivos, metas e critérios para estabelecimento de uma dada matriz energética.

Em vista de tudo o que foi abordado nesta tese, pode-se afirmar com segurança que desenvolvimento da indústria gasífera nacional, de fato, demandará enorme esforço por parte de todos os agentes envolvidos dado o estágio em que se encontra esta indústria e as ações principais devem se concentrar, principalmente, na criação/manutenção de um ambiente de regras estáveis (menor volatilidade das forças motrizes) e da correta estratégia de precificação do gás natural, sem que isto represente, porém, divergência com a política energética nacional. Efetivamente, existe "uma indústria a construir".

Finalmente, como recomendações para trabalhos futuros, podem ser listados os seguintes pontos:

- *Expansão da análise de condicionantes à penetração do uso do gás natural nos segmentos de consumo de energia*: açambarcando outras variáveis e vislumbrando um leque maior de ações de incentivo, suas virtudes e limitações. Em que pese a indústria química ser um importante segmento do setor industrial brasileiro, existe também a necessidade de se ampliar a análise para condicionantes de ordem institucional, ambiental e cultural, por exemplo;
- *Extensão da análise a outros segmentos da economia*: estabelecendo indicadores de consumo de energia – o que por si só é uma grande necessidade do país -, analisando porte de mercado e assim, identificando oportunidades de penetração do gás natural na economia. Esta análise deveria ser estendida a outros segmentos do setor industrial, captando as particularidades associadas ao uso de energia em cada um. Também é importante analisar, por exemplo, as forças motrizes ao uso do gás natural no setor residencial brasileiro e no uso automotivo, por exemplo;
- *Inserção do cogerador no sistema elétrico brasileiro*: analisando possíveis estratégias de inserção do cogerador neste sistema e elaborando mecanismos criativos para superação das barreiras à cogeração no Brasil, já bastante claras mas ainda carecendo de detalhamento em questões como a venda de excedentes cogerados, por exemplo;
- *Análise custo/benefício de ações de incentivo ao uso do gás natural no Brasil*: de forma que o estabelecimento de políticas públicas de incentivo ao uso do gás natural represente um ganho líquido para a sociedade, posto que em alguns casos estas ações representam renúncia fiscal num primeiro momento. É necessário compreender como possíveis benefícios pela implantação/efetivação de projetos de consumo de gás natural se distribuem pela economia, através de efeito multiplicador;
- *Análise das externalidades ao uso do gás natural*: buscando identificar e analisar as externalidades positivas e negativas associadas ao uso do gás natural em larga escala no país. Por exemplo, uma possível linha de estudo envolve avaliar o papel dos serviços ancilares para o sistema elétrico

brasileiro, o que permite adicionar elementos à discussão sobre a legislação para a cogeração e geração distribuída no país;

- *Rotas de transformação química*: incluindo, entre outros processos, GTL (*Gas-to-liquid*) e GTO (*Gas-to-olefin*), insere-se no escopo de analisar aplicações alternativas para o uso do gás natural em nichos de alto valor agregado e se constituindo em opção para monetização de reservas de gás natural remotas, por exemplo;
- *Aperfeiçoamento da metodologia de análise empregada*: buscando ampliar o escopo das forças motrizes ao uso do gás natural e incorporando aspectos técnicos, econômicos, sociais, ambientais, institucionais e culturais à análise. Ademais, com relação à análise/geração de resultados de simulações, uma possível linha de ação inclui a incorporação de distribuição de probabilidades de ocorrência de cada cenário.

7- BIBLIOGRAFIA

AAE-SP [Agência para aplicação de energia], 1998, *Manual de administração de energia. Caldeiras/isolamento térmico/cogeração*. Governo do estado de São Paulo. São Paulo.

ABIFARMA [Associação Brasileira da Indústria Farmacêutica], 2002, *Informações sobre a indústria farmacêutica*. Disponível em http://www.abifarma.com.br/. Acesso em 04/01/2002. 2002.

ABIFINA [Associação Brasileira das Indústrias de Química Fina, Biotecnologia e suas Especialidades], 2002, *Química Fina em estatísticas*. Disponível em http://www.abifina.org.br. Acesso em 03/07/2002.

ABIH [Associação Brasileira da indústria de hotéis], 2004, Diversas informações. Disponível em http://www.abih.org.br. Acesso em 03/05/2004.

ABIQUIF [Associação Brasileira da Indústria Farmoquímica], 2002a, *Produtos*. Disponível em http://www.abiquif.org.br/. Acesso em 04/01/2002.

ABIQUIF [Associação Brasileira da Indústria Farmoquímica], 2002b, Comunicação pessoal por e-mail da gerência técnica da ABIQUIF em 04/01/2002. Rio de Janeiro.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria Química], 2004a, Diversas informações setoriais. Disponível em http://www.abiquim.org.br/. Acesso em 03/02/2004.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química], 2004b, *Resumo do Relatório de Acompanhamento Conjuntural – RAC*. Novembro/2003. Disponível em http://www.abiquim.org.br. Acesso em 03/02/2004.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química], 2003a, *Anuário Estatístico da Indústria Química Brasileira*. Ano base 2002. São Paulo.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química], 2003b, *Consumo energético da indústria química brasileira*. 2001-2002. São Paulo.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química], 2002, *Consumo energético da indústria química brasileira. 2000-2001*. São Paulo.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química]. 2001, *Anuário Estatístico da Indústria Química Brasileira*. Ano base 2000. São Paulo.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química], 2000a, *Consumo energético da indústria química brasileira. 1998-1999*. São Paulo. 2000a.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria química], 2000b, *Consumo energético da indústria química brasileira. 1996-1997*. São Paulo.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria Química], 1998, *Relatório do Grupo de Trabalho constituído pela Comissão de Economia da ABIQUIM para Estudo do Gás Natural*. São Paulo.

ABNT [Associação Brasileira de Normas Técnicas], 1993, *Projeto e execução de instalações prediais de água quente. NBR 7198*. Rio de Janeiro.

ABRAFAS [Associação Brasileira de Fibras Sintéticas], 2002, Diversas informações. Disponível em http://www.abrafas.org.br. Acesso em 30/04/2002.

ADEME [Agence de l'environnement et de la mâtrise de l'energie], 1999, *Décisions de réalisations d'installations de cogénération à la fin de 1998*. Paris: ADEME.

Alencar, P., 2000a, "Definições à vista". *Revista Brasil Energia*. n^0 235 (Jun). pp. 32-33.

Alencar, P., 2000b, "Proposta tentadora". *Revista Brasil Energia*. n^0 235 (Jun). pg. 36.

Almeida, E. L. F., 2002, *A reforma da indústria de gás natural no Reino Unido*. IE/UFRJ. Mimeo. Rio de Janeiro.

Almeida, J. C., 2003, *Gás natural: transporte e distribuição*. Artigo técnico. Disponível em http://www.gasnet.com.br. Acesso em 30/08/2003.

Alves, P. H., 2001, *Decidindo pela cogeração: o caso do Hotel Renaissance*. Apresentação realizada durante o seminário "Cogeração & geração distribuída: soluções eficientes para o enfrentamento da crise de energia elétrica". Rio de Janeiro. Junho.

ANDA [Associação Nacional para Difusão de adubos], 2003, *Anuário estatístico do setor de fertilizantes*. Ano base 2002. São Paulo.

Andreyevich, S. T.; Pinto, J. H. F., 1996, "shopping centers : motores ou turbinas a gás?". *Eletricidade Moderna*. Ano XXIV. n^0 261. pp. 82-98.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], 2004, *Tarifas médias*. Disponível em http://www.aneel.gov.br. Acesso em 20/02/2004.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], 1999, Resolução n° 348 de 05/11/1998. http://www.aneel.gov.br/. Acesso em 20/03/2002.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica], 1998, *Guia do Co-Gerador de Energia Elétrica*. Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas. n° 5. Em CD ROM. Brasília: ANEEL.

ANP [Agência Nacional do Petróleo], 2004, Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo. Disponível em http://www.anp.gov.br. Rio de Janeiro.

ANP [Agência Nacional do Petróleo], 2000, *Portaria 108/2000*. Disponível em http://www.anp.gov.br. Acesso em 05/12/2000.

Arvinmeritor [Arvinmeritor Divisão de Rodas Automotivas], 2000, *Dados básicos de utilização de gás natural pela empresa*. Apresentação realizada no evento "Encontro Regional do Gás Natural". São Leopoldo/RS. Agosto.

Austvik, O. G., 2000, *Economics of Natural Gas Transportation*. Lillehammer College Report.

Ayres, R., 1997, "The life-cycle chlorine, Part II. Conversion processes and use in the European Chemical Industrial". *Journal of Industrial Ecology*.Vol. 1. nº 2. pp. 65-89.

Azevedo, D. L., 2000, *GNV*. Apresentação realizada no evento "Encontro Regional do Gás Natural". São Leopoldo/RS. Agosto.

Babcock, G.H.; Wilcox, S., 1978, *Steam/Its generation and use*. The Babcock & Wilcox Company. 39th Edition. New York.

Baldwin, R.; Cave, M., 1999, *Understanding regulation. Theory, Strategy and Practice*. Oxford University Press. New York.

Balestieri, J. A, 1994, *Planejamento de Centrais de Cogeração: uma abordagem multiobjetiva*. Tese de DSc., FEM/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

Barbosa Jr. J. C., 2000, *Experiências de sucesso com o uso do gás natural. Caso: Eliane Revestimentos Cerâmicos.* Apresentação realizada no evento "Encontro Regional do Gás Natural". São Leopoldo/RS. Agosto.

Barreiros, 2002, *As células a combustível: estado da arte e aplicações*. Palestra realizada durante o "Seminário internacional sobre geração distribuída e cogeração". Natal/RN. Agosto.

Barreto, B., Amaral, J., Azola, E., 1997, "Estudos de viabilidade para termelétricas em ciclo combinado". *Eletricidade Moderna*, nº 282, pp. 136-144.

Batail, J., 1997, "Les nouvelles conditions d'Achat de l'Életricité produite par cogénération: des avancées majeures pour la tarification". *Révue de l'Énergie*. n⁰ 487 (Mai). pp. 328-335.

Becker, L. O., 2003, *A termeletricidade a gás natural no Brasil*. Texto para discussão. MME.

Benelmir, R.; Feidt, M., 1998, "Energy cogeneration systems and energy management strategy". *Energy Conversion and Management*. Vol. 39. n^0 16-18. pp. 1791-1802.

Bermann, C.; Monteiro, J. V. F., 1999, "Estudo de viabilidade para substituição do chuveiro elétrico por aquecedores a gás". *In*: VIII Congresso Brasileiro de Energia. Anais. Rio de Janeiro.

BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social], 2002, *Informações sobre condições de financiamento*. Disponível em http://www.bndes.gov.br. Acesso em 10/05/2002.

BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social], 2001, Programa de apoio financeiro a investimentos prioritários no setor elétrico. Disponível em www.bndes.gov.br./atuar/eletrico.htm. Capturado em 04/06/2001.

BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social], 2000, *Gasoduto Bolívia-Brasil*. Informe infra-estrutura. n^0 45. Rio de Janeiro.

BPAMOCO, 2000, *Gas and power 2000. An insight into Europe´s developing gas and power market*. London.

BR Distribuidora, 2000, *Dados sobre perspectivas do GNV*. Apresentação realizada no evento “Encontro Regional do Gás Natural”. São Leopoldo/RS. Agosto.

Brasil Energia, 2004, "Indicadores de mercado". n^0 278. *Revista Brasil Energia*. nº 278 (Jan). pp. 278.

Brasil Energia, 2000a, “Kaiser ganha prêmio”. *Revista Brasil Energia*. pp. 93. nº 234 (Mai).

Brasil Energia, 2000b, “Cogeração vai garantir abastecimento da Ambev”. *Revista Brasil Energia*. pp. 103. nº 240 (Nov).

Brasil Energia, 1998, “Kaiser adere ao gás”. *Revista Brasil Energia*. pp. 55-56. nº 211 (Jun).

Brasil. 2004. Constituição da República Federativa do Brasil 1988 (Atualizada até a Emenda Constitucional n^0 28, de 25/05/2000). Disponível em http:/www.redegoverno.gov.br. Acesso em 10/03/2004. 2004.

Brown, H. L.; Hamel, B. B.; Hedman, B. A. et al., 1996, *Energy analysis of 108 industrial processes*. Fairmont Press. Liburn, Georgia.

Bürer, M. J., 2001, “Greenhouse Gas Emissions Trading: Cogen case studies in the early trading market”. *Cogeneration an On-Site Power Production*. Vol. 2. Issue 2. March-April.

Carlos, J., 2000, Comunicação pessoal do Professor do curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica da UFRJ. Rio de Janeiro.

Cavalcante Jr., C. L, 2002, *Tecnologias de acondicionamento de gás natural como alternativa para seu transporte*. Apresentação realizada durante encontro do Comitê Operacional da RedeGasEnergia/COR. Julho.

Cecchi, J. C., 2001, *Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. Séries ANP. Número II. Rio de Janeiro.

Cellia, A., 2001, *Decidindo pela cogeração: o caso do Vitória apart hotel*. Apresentação realizada durante o seminário “Cogeração & geração distribuída: soluções eficientes para o enfrentamento da crise de energia elétrica”. Rio de Janeiro. Junho.

CEMIG [Companhia Energética de Minas Gerais], 1996, *Relatório de pesquisa – Setor hotéis*. Departamento de utilização de energia. Belo Horizonte/MG. 1996.

Ceren e Erdyn, 1996*, Le potentiel de cogénération en France*. Dezembro de 1996. Paris: ADEME.

Cespedes, J. F. P.; Oliveira Junior, S. O., 1995, "Análise exergética e termoeconômica da co-geração no setor terciário". *Eletricidade Moderna.* Ano XXIV. n^0 261. pp. 125-136.

Chenier, J. L. 1992, *Survey of Industrial Chemistry*. 2nd Revised Edition. VCH Publishers, Inc. New York, New York.

Chevallier, J. M.; Barbet. P.; Benzoni, L., 1986, *Économie de l’Énergie*. Fondation Nationale des Sciences Politiques. Paris.

CHP Club, 2000, *The Manager’s guide to custom-built combined heat and power systems*. United Kingdom.

CHPClub, 2002, *Turning surplus heat into valuable cooling*. Technical Paper. CHPClub: United Kingdom.

Coelho, S. T.; Paletta, C. E. M.; Guardabassi, P.; Pires, R. G.; Silva, O. C.; Gomes Filho, A., 2002, "Levantamento do potencial real de cogeração de excedentes no setor sucroalcooleiro". In: IX Congresso Brasileiro de Energia (Anais). pp. 1867-1875. Rio de Janeiro.

Cogen Europe, 2000, *Electricity Liberalisation – A Disaster For Clean Energy*. Background Paper. Brussels.

COMGÁS, 2004, Diversas informações. Disponível em http:\\www.comgas.com.br. Acesso em 20/03/2004.

Cordeiro, A., 2000, *Segurança e confiabilidade no fornecimento de gás natural*. Apresentação realizada no evento “Encontro Regional do Gás Natural”. São Leopoldo/RS. Agosto.

Corey, R. C. et al. 1984. Energy utilization, conversion, and resource conservation. In: Perry, R. H.; Green, D. W. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 6th Edition. McGraw-Hill International Editions. Chemical Engineering Series. 1984.

Costa, C., 2000, "Fé na biomassa". *Revista Brasil Energia*, n0 235, pp. 94.

Costa, M., Balestieri, J., 2001, "Comparative study of cogeneration systems in a chemical industry". *Applied Thermal Engineering*. (21): 523-533.

CSPE [Comissão de Serviços Públicos de Energia]. Tarifas de gás canalizado. Disponível em http://www.cspe.sp.gov.br. Acesso em 14/06/2002.

CTGás [Centro de desenvolvimento de tecnologias do gás], 2003, *Cadeia produtiva do GN e os seus elos de valor.* Disponível em http://www.ctgas.com.br. Acesso em 14/08/2003.

D´Ávila, S. G, 2002, *A indústria petroquímica brasileira: conceituação*. Disponível em http://www.comciencia.com.br/reportagens/petroleo/pet21.shtml. Acesso em 11/02/2002.

Damberger, T. A., 1998, "Fuel cells for hospitals". *Journal of power sources*. (71): 45-50.

DATASUS, 2002, Rede hospitalar do SUS – Brasil. Disponível em: http://tabnet.datasus.gov.br. Acesso em 12/01/2002.

De Araújo, J. L. R. H., 2003, *Regulação de monopólios e mercados: questões básicas*. IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

De Brito, R., 1993. "Experiência Espanhola com sistemas de cogeração". In: VI Congresso Brasileiro de Energia (Anais). V. 2. pp. 421-427. Rio de Janeiro.

De Oliveira, A., 1995, *Cogeração no Estado do Rio de Janeiro: Oportunidades e Desafios*. Relatório Final. Instituto de Economia Industrial/UFRJ. Rio de Janeiro.

De Oliveira, A.; Cassiolato, J. E.; Martins, L. F., 1994, *Indicadores e usos de energia elétrica nos setores energo-intensivos*. Relatório executivo. Projeto Eletrobrás – OS UFRJ AP-02/92. Rio de Janeiro.

Deng, S.; Burnett, J., 2000, "A study of energy performance of hotel buildings in Hong Kong". *Energy and Buildings*. (31): 7-12.

Dincer, I., Dost, S., 1996, "Energy Analysis of an Ammonia-Water Absorption Refrigeration System". *Energy Sources*, v.18, n. 6, 727-733.

EIA [Energy Information Administration], 2002a, Health Care Buildings. Disponível em http://www.eia.doe.gov. Acesso em 02/02/2002.

EIA [Energy Information Administration], 2002b, World Energy Outlook 2000. Disponível em http://www.eia.doe.gov. Acesso em 02/02/2002.

EIA [Energy Information Administration], 2000a, *The market and technical potential for combined heat and power in the industrial sector*. Prepared for EIA/DOE. Washington.

EIA [Energy Information Administration], 2000b, *The market and technical potential for combined heat and power in the commercial sector*. Prepared for EIA/DOE. Washington.

EIPPCB [European Integrated Pollution Prevention Control Bureau], 2001, *Best available techniques in the large volume organic chemical industry*. Draft version. Seville, Spain.

Eletrobrás, 1999a, *Estimativa do potencial de cogeração no Brasil*. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Diretoria de Planejamento e Engenharia.

Eletrobrás, 1999b. *Plano Decenal de Expansão*. 1999-2008. Eletrobrás. Rio de Janeiro.

Eletrobrás, 1998, *Estimativa do Potencial de Cogeração no Brasil*. Eletrobrás, Rio de Janeiro.

Eletrobrás/FDTE, 1991, *Estimativa do potencial de conservação de energia elétrica. Relatório de compatibilização.* Contrato n^0 ECE 579/89.

Eletrobrás/PROCEL, 1989, *Consumo de energia em edificações: estudo paramétrico. Pesquisa sobre utilização de energia no Setor de Serviços*. São Paulo.

Eletrobrás/PROCEL, 1988, *Consumo de energia na cidade de São Paulo. Pesquisa sobre utilização de energia no Setor de Serviços*. São Paulo.

Elsafty, A.; Al-Daini, A. J., 2002, "Economical comparision between a solar-powered vapour absorption ar-conditioning system and a vapour compressed system in the Middle East". *Renewable Energy*. (25): 569-583.

Enviro-Chem [Monsanto Enviro-Chem], 1999a, Nitric acid nitric process, process summary. Disponível em http://www.enviro-chem.com. Acesso em 20/04/2002.

Enviro-Chem [Monsanto Enviro-Chem], 1999b, Sulfuric acid production process; spent acid regeneration and sulfur-burning plants. Process Summaries. Disponível em http://www.enviro-chem.com. Acesso em 20/04/2002.

Facina, T., 2000, "Mercado em expansão precisa de definições". *Brasil Energia*. n^0 235. pp. 48-49.

Faro, C., 1979, *Elementos de engenharia econômica*. 3ª edição. Editora Atlas. São Paulo.

Fergunson, C.E., 1987, *Microeconomia.* 10º ed. Editora Forense Universitária. Rio de Janeiro.

Fernandes, E. S. L., 2000, *Mecanismos de regulação tarifária na indústria de gás natural: o caso do gasoduto Brasil-Bolívia*. Tese de DSc, IEE/USP, São Paulo, SP, Brasil.

FGV [Fundação Getúlio Vargas], 1999, "Conjuntura Estatística". *Revista Conjuntura Econômica*, 11, XXII-XXIII.

Fox, R. W.; McDonald, A. T., 1985, *Introduction to fluid mechanics*. Third Edition. John Wiley & Sons. Printed in USA.

Gaines, L. L.; Shen, S. Y., 1980, *Energy and material flows in the production of olefins and their derivatives*. Argonne National Laboratory. New York.

Gasnet. 2002. Bahia produzirá gás natural "*off shore*". Seção atualidades. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/distribuicao/distribuicao.htm. Acesso em: 20/03/2002.

Gasnet. 2004. Gás natural liquefeito – GNL. Disponível em http:///www.gasnet.com.br. Acesso em: 20/02/2004.

Gaspetro. 2000. Diversas informações. Disponível em: http://www.gaspetro.com.br. Acesso em: setembro/2000.

GE [General Electric], 1999, Comunicação pessoal em 19/05/1999. São Paulo/SP.

GEPEA [Grupo de energia do Departamento de Engenharia de Energia de Automação Elétrica da Escola Politécnica/USP], 2003, *Aspectos tecnológicos do GNL e do transporte do gás natural*. Relatório técnico. São Paulo. Janeiro/2003.

Gillespie, D., 2004, *Perú cuenta con Camisea para cubir el creciente déficit de hidrocarburos*. Oil & Gas Journal Latinoamerica. Noviembre/Diciembre. 2001. Artigo disponibilizado em: http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/camisea.htm. Seção artigos técnicos. Acesso em 05/03/2004.

Gomes, E., 2002, "Estudo de Viabilidade Econômica da Geração Distribuída com Microturbinas a Gás Natural". In: IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro.

Gomes, J. R., 1999, *Caldeiras de Recuperação*. São Paulo: Aalborg.

GRAPHUS Gestão Energética, 2000, *Diagnóstico energético para o potencial de eficiência energética – Grand Hotel Rayon*. Curitiba/PR.

Green, D. W., 1984, Conversion Factors and Miscellaneous Tables. In: Perry, R. H.; Green, D. W. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 6th Edition. McGraw-Hill International Editions. Chemical Engineering Series. 1984.

GRI [Gas Research Institute], 2002*, Engine and Combustion Turbine Design, Operation, and Control*. Disponível em http://www.gri.org. Acesso em 20/02/2002.

GRI [Gas Research Institute], 1998. Summary of the 1998 Industrial Cogeneration Projection. Disponível em http://www.gri.org.br/. Acesso em 15/07/2002.

Guia Brasil 4 rodas. Informações sobre hotéis brasileiros. São Paulo. 2002.

Guimarães, E. T. Comunicação pessoal do diretor da Cogerar sistemas de energia. 2002.

-, Comunicação pessoal do diretor da Cogerar sistemas de energia. 2001.

-, Comunicação pessoal do diretor da Cogerar sistemas de energia. 1999.

Hafner, M.; Nogaret, E., 1995, "Économie comparée du transport du gaz naturel et de l'électricité". *Revue de l'Énergie*. n^0 468.

Hammar, T. 1999. "Liberalisation and CHP – the case of Denmark – and perspectives to other countries. Salzburg Seminar.

Hampel, C. A.; Hawley, G. G., 1976, "*Glossary of chemical terms*". Van Nostrand Reinhold Company. USA/Canada.

Harrell, G., 2002, *Steam System Survey Guide*. Oak Ridge National Laboratory/U.S. DOE. Oak Ridge, Tennessee.

Henriques Jr., M. F., 1995, *Uso da energia na indústria energo-intensiva brasileira: indicadores de eficiência e potencial de economia de energia*. Tese de MSc. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Hicks, T G., 1986, *Power plant evaluation and design reference guide*. The Mc-Graw Hill Engineering Reference Guide Series USA.

IBGE [Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística], 2000, *Pesquisa Anual de serviços 2000*. Rio de Janeiro/RJ, Brasil.

IBGE [Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística], 1999, *Pesquisa de Assistência Médico-Sanitária 1999*. Rio de Janeiro/RJ, Brasil.

ICETT, 2002, Acrylonitrile manufacturing process. Petrotech 20 (4): 66; Disponível em http://www.icett/or.jp/techinof/235e.htm. Acesso em 20/02/2002.

IEA [International Energy Agency], 2003, *South American Gas Daring to tap the Bounty*. Paris. IEA Press.

IEA [International Energy Agency], 2000, Diversas informações. Disponível em: http://www.iea.org. 2000. Acesso em 10/2000.

Incropera, F. P.; DeWitt, D. P., 1981, *Fundamentals of Heat Tranfer*. John Willey & Sons. United States.

IPCC [International Panel on Climate Change], 1996, *Climate Change 1995. Impacts, Adaptations and Mitigation o Climate Change: Scientific-Technical Analyses*. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.

Jaakko Pöyry Engenharia, 1998, *Geração Termelétrica - Divisão de Energia*. Jaakko Pöyry Engenharia, São Paulo.

Joskow, P., Jones, D., 1983, "The Simple Economics of Industrial Cogeneration". *The Energy Journal*. 1(4), 1-22.

Kaarsberg, T.; Fiskum, R.; Romm, J.; Rosenfeld, A.; Koomey, J.; Teagan, W. P., 1998, "*Combined Heat and Power (CHP or Cogeneration) for Saving Energy and Carbon in Commercial Buildings*". In: *Proceedings from 1998 Aceee Summer Study on Energy Efficiency in Buildings. Energy Efficiency in a Competitive Environment*. American Council for Energy-Efficient Economy. Washington D.C.

Kakaç, S. (Editor), 1991, *Boilers, Evaporators and condensers*. John Wiley & Sons. USA.

Khrushch, M.; Worrell, E. Price, L.; Martin, N.; Einstein, D., 1999, "*Carbon Emissions Reduction Potential in the US Chemicals and Pulp and Paper Industries by Applying CHP Technologies*". In: *Industry & Innovation in the 21th Century - Proceedings of the 1999 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*. Washington DC.

Kim, T., Ro, S., 2000, "Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquified natural gas". *Energy*, v. 25, n. 9, p. 841-856.

Kranz, N., Worrell, E., 2001, *Effects of a shortened depreciation schedule on the investment costs for combined heat and power systems*. Technical report. LBNL-49518. Uiversity of California.

Langreck, J., 2000, "Cogen-Absortion Plants for refrigeration purposes and turbine air cooling inlet cooling". *Cogeneration and On-Site Power Production*, v.1 (Jan/Feb), n. 1, p. 46-49.

Lautman, L., 1993, *Reliability of Natural Gas Cogeneration Systems*. USA: Gas Research Institute.

Lederer, P.; Falgarone, F. 1997, "La compétitivité des moyens de production de l´Électricité". *Révue de l´Energie*. n^0 492 (Nov). pp. 662-666.

Lima, L. C. A.; David, R. S., 1996, "*Como economizar energia em Hotéis, Clínicas, Hospitais, "shopping centers" e Supermercados". Estudos de casos*. Ecoluz Consultores Associados. Salvador.

Macedo, S., 2002, Comunicação pessoal realizada durante visita técnica ao Centro de Tecnologias do Gás (CTGás) durante o "Seminário internacional sobre geração distribuída e cogeração". Natal/RN. Agosto.

Maheshwari, G. P.; Al-Murad, R., 2001, "Impact of energy-conservation measures on cooling load and air-conditioning plant capacity". *Applied Energy*. (69): 59-67.

Marimon, I. L., 2000, *Experiência em plantas de co-geração de pequeno porte. Guascor Empreendimentos energéticos*.

Martins, A. R. Tarifas e incentivo ao uso do gás natural. Palestra apresentada no Seminário Internacional Sobre Geração Distribuída e Cogeração. Natal/RN. 2002.

McAllister, E. W. (ed.), 1998, *Pipeline rule of thumb. Handbook.* Fourth Edition. Gulf Publishing Company. Houston, Texas.

MME [Ministério das Minas e Energia]. Portaria interministerial n^0 003/2.000. Disponível em http://www.mme.gov.br. Acesso em 19/10/2000.

MME [Ministério das Minas e Energia], 2003,. *Balanço Energético Nacional*. Ano Base 2002. Brasília.

MME/FDTE, 1995, *Balanço de Energia Útil - Modelo de Avaliação do Potencial de Economia de Energia (BEU/MAPEE)*. Brasília/DF.

Moncrieff, I., 1998, *Gas-to-liquids conversion*. Ready for the 21st Century.

Moné, C., Cha, U. S.; Phelan, P., 2001, "Economic feasibility of CHP and absorption refrigeration with commercially available gas turbine". *Energy Conversion and Management*, (42): 1559-1573.

Montenegro, R. S. P.; Pan, S. S. K., 2000, "Gás natural como matéria prima para produção de eteno no estado do Rio de Janeiro". *BNDES Setorial*. n^0 12. pp. 135-160. Rio de Janeiro.

Moreira, J. R.; Goldemberg, J., 1999, "The alcohol program". *Energy Policy*. (27): 229-245.

Neto, V. C; Tolmasquim M. T., 2002, *Estímulo ao uso da cogeração a partir do bagaço de cana-de-açúcar*. Texto interno para discussão. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

Neto, V. C., 2001, *Análise da viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural*. Tese de MSc. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Neto, V. C., 2000, *Uso final de energia, racionalização energética e co-geração no setor hospitalar brasileiro*. Monografia. CEFET/RJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Nogueira, L. A. H.; Alkmin, J. T. D., 1996, "Metodologia para estimar o potencial técnico e econômico de co-geração". *Eletricidade Moderna*. Ano XXIV. n^0 265. pp. 86-94.

Nogueira, L. A. H.; Santos, A. H. M., 1995, "Co-geração no setor terciário: possibilidades, vantagens e limitações". *Eletricidade Moderna*. pp. 50-58.

Nunes, L. S., 2000, *A dinâmica dos preços internacionais do petróleo*. Monografia de bacharelado. IE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

OIT/DOE [Office of Industrial Technologies/U. S. Depto. Of Energy], 2002a, *Benchmark the fuel cost of steam generation*. Energy tips. Available at http://www.oit.doe.gov.

OIT/DOE [Office of Industrial Technologies/U. S. Depto. Of Energy], 2002b, *Improve your boiler´s combustion efficiency. Energy tips*. Available at http://www.oit.doe.gov.

OIT/DOE [Office of Industrial Technologies/U. S. Depto. Of Energy], 2002c, *Use feedwater economizers for waste heat recovery. Energy tips.* Available at http://www.oit.doe.gov.

OIT/DOE [Office of Industrial Technologies/U. S. Depto. Of Energy], 2002d, *Insulate steam distribution and condensate return lines. Energy tips.* Available at http://www.oit.doe.gov.

OIT/DOE [Office of Industrial Technologies/U. S. Depto. Of Energy], 2000, *Energy and Environmental Profile of the U.S. Chemical Industry*. Columbia, Maryland.

Oland, C. B., 2002, *Guide to low-emission boiler and combustion equipment selection*. Prepared for U.S Department of Energy. Oak Ridge. Tennessee.

Olano, J.F., 1995. "Aspectos técnicos e econômicos e situação da cogeração nos EUA e União Européia". *Eletricidade Moderna*. n. 258,pp. 104 -117.

Oliveira, J. F., 1997, *Poluição atmosférica e o Transporte rodoviário: perspectivas de uso do gás natural na frota de ônibus urbanos da cidade do Rio de Janeiro*. Tese de MSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

ONSITE SYCOM Energy corporation, 2000, *The market and technical potential for combined heat and power in the industrial sector*. Prepared for EIA/DOE. Washington.

ORNL [Oak Ridge National Laboratory], 2001, *A pilot study of energy performance levels for the U.S. chemical industry*. Houston/EUA.

Osenga, M., 2002, Solar *Turbines increases operating life of its equipment with expanded aftersales support*. Diesel and Gas Turbine Worldwide. Vol. 33. n0 7. Artigo disponibilizado em: http://www.gasnet.com.br. Seção artigos técnicos. Acesso em 22/03/2002.

Papar, R. A.; Scheihing, P. E., 2001, *Achieving a more efficient chemical industry* (Reprinted). Chemical Processing. New York.

Peixoto, M.; Balestieri, J., 1994, "Alocação ótima de fontes energéticas em centrais de co-geração". In: *Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. Campinas, Dezembro.

Penfold, D., 2000, "Natural Gas Resources". *Cogeneration and On-Site Power Production*. Vol. 1. n. 1. pp. 27-31.

Percebois, J., 1989, *Economie de L'Energie*. Ed. Économica.

Perry, R., Green, D. (org.), 1984, *Perry's Chemical Engineers'Handbook*. 6th ed. New York: McGraw-Hill.

Pertusier, R. R., 2000, *Da Expansão do GNL e da Evolução da Indústria do Gás Natural.* Disponível em http://www.gasnet.com.br. Acesso em 10/2000.

Petrobrás, 2001, Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural. Disponível em http://:www.petrobras.com.br/conpet. Acesso em 16/04/2001.

Pindyck, R. S.; Rubinfeld, D. L., 2002, *Microeconomia*. 5a edição. Prentice Hall. São Paulo.

Pinheiro, P. C. C., 2001, "O gás natural e sua utilização em equipamentos térmicos". In: *2^0 Seminário de gerenciamento energético da indústria química e petroquímica*. São Paulo.

Pontes, L. R. A., 2002, *Desenvolvimento e estudo de produtos de cerâmica vermelha queimado em forno a gás*. Apresentação realizada durante encontro do Comitê Operacional da RedeGasEnergia/COR. Rio de Janeiro/RJ. Julho.

Poole, A. P.; Poole, J. N.; Freitas, K. B., 2000, "Potencial e viabilidade da cogeração em "*shopping centers*" no Brasil". *Eletricidade Moderna*. pp. 132-152.

Portalgasenergia. Diversas informações. Disponível em http://www.portagasenergia.com.br. Acesso em 13/03/2004.

Ravaglia, E., 1960, *Projeto de um gerador de vapor de água.* Depto. de Livros e Publicações do Grêmio Politécnico. Escola Politécnica/USP. São Paulo.

Rethore, T., 1998, *The Changing Role of Government in the International Natural Gas Industry*. Industry Discussion Paper.

Ribeiro, H. M., 1989, *Uma extensão do modelo de Porter no ponto de vista da teoria do oligopólio: estratégias competitivas no setor de distribuição de gás*. Tese de MSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Roggia, R. S., 2003, *Evolução e perspectivas da cogeração no Brasil: caminhos mais amplos e novos rumos*. Tese de MSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Rose, K., McDonald, J., 1991, "Economics of Electricity Self-Generation by Industrial Firms". *The Energy Journal*, 12 (2), pp. 47-66.

Rücker, C., 2002, "Análise energética de um sistema compacto de cogeração baseado em microturbinas". In: *Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro.

Santamouris, M; Balaras, C. A.; Dascalaki, E.; Argiriou, A.; Gaglia, A., 1996, "Energy conservation and retrofitting potential in Hellenic hotels". Energy and Buildings. (24): 65-75.

Santi, A. M. M., 1997, *O Emprego de resíduos como combustíveis complementares na produção de cimento, na perspectiva da energia, sociedade e meio ambiente. Estudo de caso: Minas Gerais no período 1980-1997*. Tese de MSc. FEM/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

Santos, E. M., 2002, *Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil*. Annablume Editora. São Paulo.

Schaeffer, R. Logan, J. Szklo, A. Chandler, W. Marques, J., 2000, *Developing Countries & Global Climate Change: Electric Power Options in Brazil*. Technical Report. Arlington, Virginia: Pew Center on Global Climate Change. Federal Universitiy of Rio de Janeiro. Battelle Advanced International Studies Unit.

Schaeffer, R., Machado, G., Almeida, M, Costa, M., 1998, *Estimativa do Potencial de Conservação de Energia pelo Lado da Demanda no Brasil*. PROCEL/COPPE/PPE. Relatório Final. Rio de Janeiro.

Schaeffer, R., Szklo, A., Marques, J., 1999, *Brazil's Electric Power Options - Scenarios for Electric Power Sector Expansion in Brazil - The Next 75,000 MW: Least-Cost Electric Power Sector Planning*. Battelle Institute/COPPE/PPE. Rio de Janeiro.

Schaeffer, R., 1990, *Generalization of the concept of exergy at a national level: a tool for energy planning using Brazil as a case study*. PhD Thesis. University of Pennsylvania. Philadelphia/USA.

SEI [Steam Engineering Incorporated]. 2000. Steam Handbook. Optimizing the performance of a process steam system. Disponível em: http:\\www.steamengineering.com. Acesso em Novembro/2000.

SENAI [Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial], 1985, *Curso básico de combustão, gás natural e operação de caldeiras*. Vols. I e II. Rio de Janeiro.

Shield, C. D., 1970, *Calderas. Tipos, características y sus funciones*. Compañia Editorial Continental S. A. México.

Shreve, R. N.; Brink jr., A., 1977, *Chemical process industries.* Fourth Edition. Mc Graw-Hill. New York.

Silva, A. M. B., 1997, *Perspectivas de utilização da cogeração a gás em empreendimentos do setor terciário da Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro*. Tese de MSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Silva, R. B., 1957, *Geradores de vapor de água (Caldeiras).* Depto. de Livros e Publicações do Grêmio Politécnico. Escola Politécnica/USP. São Paulo. 1957.

Silveira, J. P., 2000, *Regulação de monopólios e defesa da concorrência: um estudo sobre a indústria de gás natural no Brasil*. Tese de MSc. IE/UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Silveira, J.L. Walter, A, Luengo, C., 1995, "Co-geração para pequenos usuários: estudo de casos no setor terciário". *Eletricidade Moderna.* Ano XXIII. n. 255. pp. 60-69.

SINDUSFARMA [Sindicato da indústria de produtos farmacêuticos no estado de São Paulo]. Indicadores: vendas. Disponível em http://www.sindusfarma.org.br/. Disponível em 04/01/2002.

Sitting, M., 1977, *Practical Techniques for saving energy in the chemical, petroleum and metal industries*. Noyes Data Corporation. Park Ridge, New Jersey.

Smith, D, 1995, "Combined-cycle gas turbines: The technology of choice for new power plants". *Power Engineering International*, v.3, n.3, pp. 21-28.

Smith, J. M.; Van Ness, H.C., 1980, *Introdução à termodinâmica da engenharia química*. 3ª Edição. Editora Guanabara Koogan. Rio de Janeiro.

Soares, J. B.; Szklo, A. S.; Tolmasquim, M. T., 2002, “O uso do gás natural na cogeração através do incentivo sazonal ao motor a gás”. In: *IX Congresso Brasileiro de Energia*. Anais. Rio de Janeiro.

Soares, J., Szklo, A., Tolmasquim, M., 2001, "Incentive Policies for natural gas-fired cogeneration in Brazil’s industrial sector – case studies: chemical plant and pulp mill". *Energy Policy*, v. 29, n. 3, p. 205-215.

Soares, J. B., 1998, *Potencial de conservação de energia e de mitigação das emissões de gases de efeito estufa para a indústria brasileira de cimento portland até 2015*, Tese de MSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Souccar, D.; Turpin, E., 2004, *Lessons from Scandinavia*. Electric utilities. Morgan-Stanley.

Srikhirin, P., Aphornratana, S., Chungpaibulpatana, S., 2001, "A review of absorption refrigeration technologies". *Renewable and sustainable energy reviews*, V. 5, pp. 343-372.

Stocchi, E., 1990, *Industrial Chemistry*. Volume I. Ellis Horwood. New York.

Stoecker, W. F.; Jones, J. W., 1985, *Refrigeração e ar condicionado*. Mc-Graw Hill. São Paulo.

Stonier, A. W.; Hague, D. C., 1970, *Teoria econômica*. 6ª edição. Zahar editores. Rio de Janeiro.

Sulgás [Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul]. Gás natural. Apresentação realizada no evento “Encontro Regional do Gás Natural”. São Leopoldo/RS. Agosto/2000.

Szklo, A. S., 2001, *Tendências de desenvolvimento da cogeração a gás natural no Brasil*. Tese de DSc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro,RJ, Brasil.

Szklo, A. S.; Oliveira, R. G., 2001, "Incertezas e riscos da reforma do setor elétrico". *Revista Ciência Hoje*. 2001.

Szklo, A. S.; Soares, J. B.; Tolmasquim, M. T., 2004a, “Economic potential of natural gas-fired cogeneration – analysis of Brazil´s chemical industry”. *Energy Policy*. V. 32. Issue 12. pp. 1415-1428.

Szklo, A. S.; Soares, J. B.; Tolmasquim, M. T., 2004b, “Energy consumption indicators anda CHP technical potential in Brazilian hospital sector”. *Energy Conversion and Management*. V. 45. Issues 13-14. pp. 2075-2091.

Szklo, A. S.; Soares, J. B.; Tolmasquim. M. T., 2000, “Economic potential of natural gas-fired cogeneration in Brazil: two case studies”. *Applied Energy*. Vol. 67 (3): 245-263.

Szklo, A. S.; Tolmasquim, M. T., 2002, "Análise do desenvolvimento da cogeração nos Estados Unidos".In: *IX Congresso Brasileiro de Energia*. Anais...Rio de Janeiro.

Szklo, A. S.; Tolmasquim, M. T., 2001, "Strategic cogeneration – fresh horizons for the development of cogeneration in Brazil". *Applied Energy*. V. 69. pp. 257-268.

TBG [Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil], 2002, *Gasoduto Bolívia-Brasil. Informações técnicas do lado brasileir*o. Rio de Janeiro.

Thomas, J. E. (org.), 2001, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Ed. Interciência: Petrobras. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T.; Szklo, A. S.; Soares, J. B., 2003a, *Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil*. E-papers editora. CENERGIA/PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T.; Soares, J. B.; Roggia, R. S.; Souza, R., 2003b, *Potencial de cogeração a gás natural: setores industrial e terciário do Rio de Janeiro*. CENERGIA/PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T. (coord.); Sugiyama, A.; Szklo, A. S.; Soares, J. B.; Neto, V. C., 1999, *Avaliação dos Potenciais Técnico e Econômico e Identificação das Principais Barreiras à Implantação da Cogeração no Brasil em Setores Selecionados*. Relatório Final. Convênio Procel – Eletrobrás/PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T.; De Oliveira, L. C; De Oliveira, R. G., 2000, *Análise do Processo de Privatização das Empresas do Setor de Gás no Estado do Rio de Janeiro*. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T.; Rosa, L. P.; Szklo, A. S.; Schuler, M. E.; Delgado, M. A. P., 1998, *Tendências da Eficiência Elétrica no Brasil. Indicadores de Eficiência Energética.* Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T.; Szklo, A. S. (coords.), 2000, *A matriz energética brasileira na virada do milênio*. COPPE/UFRJ. ENERGE. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M. T.; Szklo, A. S.; Soares, J. B., 2002, *Análise da viabilidade de introdução de gás natural em setores selecionados*. Relatório técnico. Convênio FINEP/CT-Petro. Rio de Janeiro.

Tolmasquim, M., Szklo, A., Soares, J., 2001, "Economic potential of natural gas-fired cogeneration at malls in Rio de Janeiro". *Energy Conversion and Management* , v. 42, n. 6, pp. 663-674.

Torres filho, E. T., 2002, "O gasoduto Brasil-Bolívia: impactos econômicos e desafios de mercado". *Revista do BNDES*. Vol. 9. n^0 17.

True, W., 2000, "Pipelines economics. More construction, higher costs". *Oil & Gas Journal*. September 4.

Tukker, A.; Kleijn, R.; Der Voet, E. V.; Smeets, E. R., 1997, "Chorine in the Netherlands, Part II". *Journal of Industrial Ecology*.V. 1. no 2. pp. 91-110.

Turdera, M. V. E.; Guerra, S. M-G.; De Almeida, R. A., 1997,"Alocação de Renda Gasífera: Uma Análise do Gasoduto Brasil-Bolívia.". *Revista Brasileira de Energia*. V. 6. n^0 2. pp. 57-75. 2^0 Semestre. Rio de Janeiro.

Villela, L. E., 1991, *Consumo de energia elétrica no setor terciário: um instrumento para análise sócio-econômica e estudos de mercado*. Tese de MSc. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Viswanathan, R., Scheirer, S., Stringer, J., 2000, "Materials for land-based gas turbines". *Cogeneration and On-Site Power Production*, v.1, n. 2, pp. 42-49.

Wärtsila Diesel Group., 1995, *Terms in Energy Engineering*. Helsinki: Wärtsila Diesel Group.

WEISHAUPT, 2002, Queimadores. Disponível em http://www.weishaupt.com.br. Acesso em 24/06/2002.

Woo, C. Pupp, R. L. 1992, "Costs of Service Disruptions to Electricity Consumers". *Energy* 17(2), pp. 109-126.

Worrel, E.; Meleuman, B.; Blok, K., 1995, "Energy savings by efficient application of fertilizer". *Resources, conservation and recycling* (13): 233-250.

Yergin, .D., 1990, *O Petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. Scritta Editorial. Ed. Página Aberta.

ANEXOS

ANEXO 1 – DADOS SETORIAIS DE REFERÊNCIA EMPREGADOS

1- Indústria química brasileira

1.1) Substituição térmica

Tabela 1: Eficiência de conversão na geração de calor.

Eficiência de caldeiras (PCI)	**%**
Média[1]	75,1%
gás natural	86,1%
Eficiência de queima direta (PCI)	**%**
Média [2]	61,4%
gás natural	75,0%

Notas: 1- Não contabilizadas as caldeiras a eletricidade, gás natural ou lenha; 2- Não contabilizados os fornos elétricos, a gás natural e a lenha.
Fonte: Elaborado a partir de dados do balanço energético nacional e balanço de energia útil e apresentado em Tolmasquim et al (2003a)

Tabela 2: Teor de enxofre contido em combustíveis.

Emissões de SO_2	**teor mássico de S - %**
óleo ATE[1]	2,00%
óleo BTE[1]	0,84%
Carvão[2]	1,20%
GLP	0,10%

Notas: (1) Conforme Perry e Green (1984); (2) considerando-se o carvão RS-CE 3300.

Tabela 3: Síntese de parâmetros técnicos adotados para estimativa do potencial técnico de substituição térmica na indústria química brasileira.

Parâmetro	**unidade**	**Valor adotado**
Carga de operação	%	
Aquecimento indireto[1]	%	80-90[3]
Aquecimento direto[2]	%	100
Fator de carga térmico	%	90[4]
Condição do vapor[5]		
Temperatura	^{0}C	181,5[6]
Pressão	psig	150
Saturação	-	saturado
Entalpia	GJ/t	2,8
Vida útil do equipamento	anos	15
Custo de conversão[7]	R$/t/h	22.818 (até 15 t/h); 17.233 (> 15 t/h)

Notas: 1- Sistema de geração de vapor; 2- Queima direta em processos de pirólise; 3- Referente à fração da capacidade nominal. Esta carga de operação é recomendada para prolongamento da vida útil (Aneel, 1998); 4- A partir de dados para plantas químicas do estado de São Paulo (Balestieri, 1994; Costa & Balestieri, 2001); 5- Corresponde à condição média do vapor demandado na indústria química, segundo EIA/DOE (2002), Schaeffer (1993) e Balestieri (1994); 6- Babcock & Wilcox (1978) recomendam adicionar 5 ^{0}C à esta temperatura de saturação de vapor, de modo a compensar as perdas na linha de distribuição; 7- 7- Equipamento referência: queimador Weishaupt para caldeira Aalborg AR 4 N para queima de gás/óleo.
Fonte: Tolmasquim et al (2002)

- Indicador médio "produção de vapor/potência térmica em equipamentos de geração de vapor": 0,00109 t/h/kW_t;[1]
- Custo de conversão de caldeiras[2]: $R\$_{2002}$ 22.817/ t vapor/h (capacidade da caldeira até 8 t/h) e $R\$_{2002}$ 17.233/ t vapor/h (capacidade da caldeira acima de 8 t/h);
- Custos de operação e manutenção (exclusive o custo com combustíveis): $R\$_{2002}$ 2,11/MWh_t (média de caldeira a gás natural)[3] e $R\$_{2002}$ 2,59/MWh_t (média de caldeira óleo/carvão)[4];
- Taxa de juros do financiamento: 16% a.a.;
- Prazo de financiamento: 15 anos;
- Percentual financiado: até 80% do investimento inicial;
- Custo fixo depreciável: 100% do investimento inicial na conversão de equipamentos;
- Valor residual dos ativos: nulo.

---

1 Dados obtidos para caldeiras flamotubulares Aalborg modelo M3P (gás/óleo), disponíveis nas faixas de geração de vapor entre 2 a 17 t/h (Aalborg, 2002).
2 A condição termodinâmica do vapor neste caso corresponde à condição vapor saturado a 150 psig.
3 A partir dos dados disponíveis em Balestieri (1994), para uma caldeira a gás operando a média pressão.
4 A partir de comunicação pessoal para uma caldeira que gera vapor saturado a 10,5 bar (Hahn, 2002).

1.2) Cogeração

Tabela 4: Parâmetros dos sistemas de cogeração avaliados na indústria química brasileira.

Parâmetro	**Condição adotada**
Dimensionamento	Paridade térmica para a carga térmica de base[1]
Sistema tecnológico[2]	Grupo gerador e caldeira de recuperação
Disponibilidade	95%
Eficiência queima suplementar	95%
Eficiência queima auxiliar[3]	Conforme dados da Tabela 1
Porte mínimo do sistema[4]	50 kWe

- Fator de carga elétrico: obtido a partir de inferências dentro do balanço energético da ABIQUIM para os anos de 1998-1999. Os dados contemplam a separação por grupo de produtos, que não corresponde exatamente à tipologia aqui elaborada (Tabela 5).e por estado (não apresentados nesta tabela).

Tabela 5: Fator de carga elétrica (%) – energia firme.

Tipo de Indústria	**1998**	**1999**
Centrais Petroquímicas	73	79
Resinas Termoplásticas	84	76
Intermediários diversos	55	61
Multidivisionais	86	86
Produtos Inorgânicos	82	87
Intermediários para fertilizantes	76	83
Elastômeros	70	72
Química fina/especialidades	66	73
Outras	77	79
Total	80	82

Fonte: ABIQUIM (2000)

- Dados de equipamentos de cogeração:
    - Eficiência nominal máxima de turbinas a gás: 35%;
    - Eficiência nominal máxima de motores a gás: 42%;
    - Determinação da eficiência elétrica nominal a partir da potência nominal:

      i) $Eficiência_{Turbina(GN)} = 23{,}13 * \exp((\ln(potência - 4{,}38)^2 / 64{,}15)$, R^2=0,965 (15 MWe <P< 50 MWe);

ii) $Eficiência_{Motor(GN)} = 7{,}90 * \exp((\ln(potência - 8{,}71)^2 / 57{,}00)$, R^2=0,987 (P< 15 MWe).

- Temperatura média anual da localidade onde se instala a unidade de cogeração: 25°C. Ocorre, neste caso, redução da eficiência nominal das turbinas a gás em média em 4,7% e observa-se efeito desprezível sobre o rendimento dos motores a gás;
- Custo de capital dos equipamentos:
  (1) Motores a gás: 600 US$-FOB/kWe;
  (2) Caldeiras de recuperação: 150 US$/kWe;
  (3) Turbinas a gás: seguem a expressão abaixo:

  $K_{Turbina(GN)} = 334{,}88 * \exp((\ln(potência - 12{,}40)^2 / 36{,}33)$, (P<25 MWe); (US$-FOB/kWe), $R^2 = 0{,}981$.
- Tempo de depreciação padrão: 15 anos;
- Prazo de depreciação acelerada: 7 anos;
- Vida útil dos equipamentos de cogeração: 15 anos;
- Valor residual dos ativos: zero[5];
- Período de financiamento: 15 anos;
- Custo fixo depreciável: equivalente a 60% dos custos iniciais de instalação;
- Taxa de juros do financiamento: 14 % a.a.
- Capacidade atualmente instalada em sistemas de cogeração em regime "*topping*": utilizou-se o levantamento realizado por Roggia (2002), que deu ensejo a um banco de dados em cogeração no Brasil, o BDCOG. Conforme este banco, em 2001, a capacidade instalada em cogeração (a gás ou não) no setor químico foi de 497 MW, destacando-se neste contexto as centrais petroquímicas COPENE e COPESUL, com 65% do total. Para o restante da potência instalada atual da indústria química brasileira, que se baseia no regime *topping*, no entanto, parte desta capacidade se encontra em plantas, como, por exemplo, a da Bayer (3,8 MW), a da Fibras AS (9,2 MW) ou a da Polibrasil (19 MW), que não estão relacionadas dentro da amostragem do

estudo. Além disso, existem centrais de cogeração, como as da Rhodia (total de 20,4 MW), cuja identificação com uma determinada planta química do anuário da ABIQUIM não é precisa. Isto faz com que, por prudência, se deva considerar que os resultados que serão obtidos para o mercado técnico de cogeração a gás embutem uma incerteza de 85,5 MW.

2- Setores hospitalar e hoteleiro brasileiros

2.1) Substituição térmica

- Posse de caldeiras: salvo em poucos casos, apenas os hospitais de “GP”, “MP(c)” e “MP(nc)” possuem sistema centralizado de geração de vapor, operando cerca de 16 h/dia, baseando-se na grande maioria das vezes, no consumo de óleo BPF;
- Eficiência de conversão em caldeiras: 75 e 81%, respectivamente, para GP e MP(c). Aproximadamente 50% em hospitais MP(nc), em função de fatores tais como: idade avançada dos equipamentos nestes; (2) mal dimensionamento das caldeiras; (3) problemas na linha de distribuição de vapor.
- Consumo para cocção: GLP, com a cozinha operando cerca de 8 h/dia, com eficiência média de queima de 60%;
- Procedimento de conversão: em hospitais GP e MP(c), a avaliação centra-se na troca dos queimadores a óleo BPF ou gás manufaturado por queimadores a gás natural, adotando-se o mesmo procedimento adotado para a indústria química, além dos valores de custo de conversão de caldeira. Quanto aos hospitais MP(nc), o procedimento envolve a troca da caldeira, adotando-se como equipamento referência uma caldeira flamotubular para geração de vapor saturado a 7 kgf/cm^2;
- Custo de investimento em caldeiras flamotubulares: aproximadamente $US\$_{2000}$ 42.400/t/h, assumindo-se ser o custo de investimento em caldeiras flamotubulares, em média, 50% menor do que o observado para caldeiras aquatubulares, em uma mesma capacidade de geração de vapor (AAE-SP, 1998). Os dados de caldeiras aquatubulares, por sua vez, são retirados de Aneel (1998);

[5] Esta hipótese influencia o cálculo da parcela anual de depreciação quando se adota o método da linha reta.

2.2) Cogeração

- Filosofia de dimensiomento: paridade elétrica para atendimento da demanda máxima;
- Tecnologia adotada: motor a gás com razão potência/calor igual a 0,9;
- Mantém-se as mesmas hipóteses tecnológicas adotadas para a indústria química brasileira, por exemplo, em relação ao custo de capital e das formas de depreciação e de financiamento dos sistemas de cogeração.[6] Ressalta-se, ainda, para o setor hospitalar, as seguintes peculiaridades:

Tabela 6: Equipamentos da cogeração hospitalar.

	Setor comercial (hospital)
Cogeração a Gás Natural	• Dimensionamento para atender a carga elétrica de base e/ou semibase (mais de 4500 horas anuais). A carga elétrica relativa ao condicionamento ambiental não é considerada neste dimensionamento. • A unidade de cogeração está acoplada a um sistema de refrigeração por absorção para atendimento da carga de condicionamento ambiental. • Equipamentos de referência: (**1**) motor a gás de médio/pequeno porte (abaixo de 5.000 kWe), com eficiência operacional média de 37% (***); (**2**) refrigerador por absorção de 1 estágio; (**3**) refrigerador por absorção de 2 estágios (****). • Critério: porte mínimo do motor de 50 kWe.

Notas: (***)O motor aqui selecionado tem eficiência nominal de 40% e recupera calor na forma vapor saturado a 7 MPa (ou 165°C), tendo razão potência-calor de 0,90 ou gerando 1,76 kg/h de vapor por kWe. (****) Os coeficientes de performance médios dos sistemas (COP) são iguais a 0,74 e 1,20, respectivamente para a unidade em 1 estágio e a unidade em duplo estágio. A condição do vapor/água demandada pelo regenerador do ciclo corresponde a 100°C e 130^{0}C, respectivamente para a unidade em 1 estágio e a unidade em duplo estágio. Isto fornece um consumo específico de vapor de 6,39 kg/h/TR e 3,88 kg/h/TR, respectivamente para a unidade em 1 estágio e a unidade em duplo estágio.

[6] Depreciação segundo duas metodologias, com valor residual nulo para o método da linha reta; e financiamento segundo sistema PRICE, durante a vida útil de 15 anos do equipamento.

ANEXO 2- DADOS TÉCNICO-ECONÔMICOS DAS TECNOLOGIAS DE CONSUMO DE GÁS NATURAL AVALIADAS

A. Turbinas a gás

A.1. Características técnicas

- Balanço de energia genérico de uma configuração de uma instalação de cogeração baseada em turbinas a gás pode ser distribuído da seguinte forma (CHP Club, 2001):
  (1) Gases rejeitados na chaminé: 22,9%;
  (2) Geração de vapor para o processo: 45,1%;
  (3) Geração de eletricidade: 22,1%;
  (4) Outras perdas (radiação, lubrificação, etc.): 9,9%.

1.3. Correção dos valores nominais para as condições de operação da turbina

a) *Influência da carga de operação da turbina*

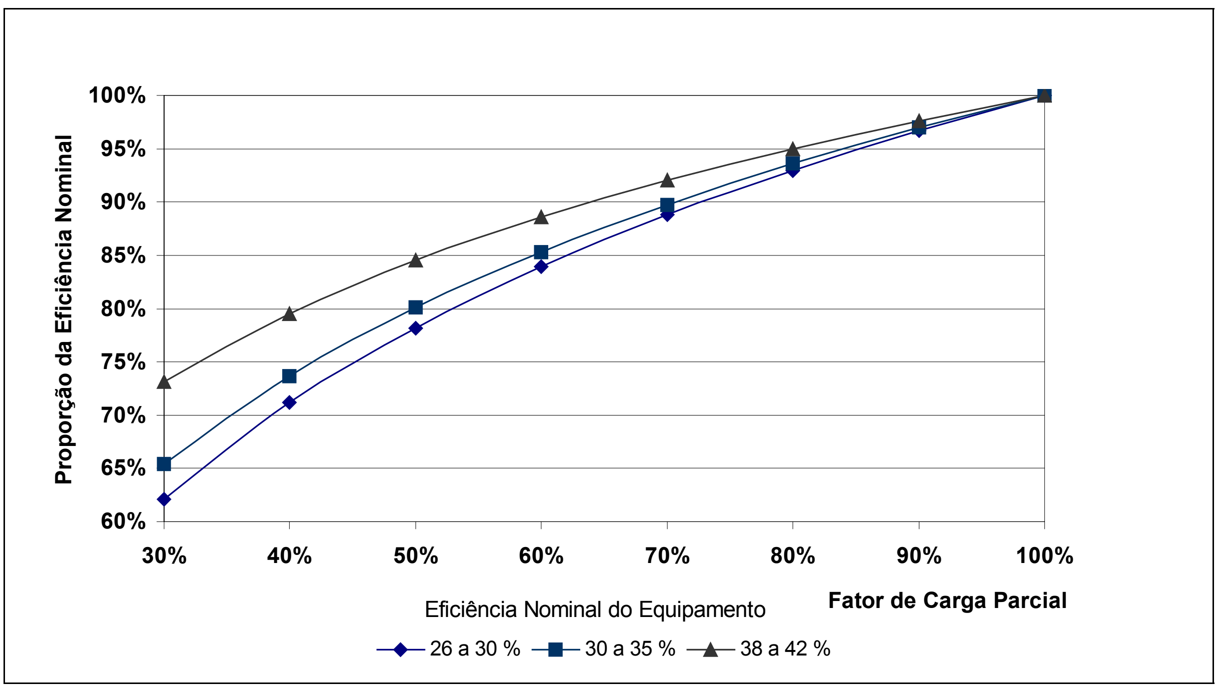


Figura 1: Variação da eficiência nominal para carga parcial de turbinas a gás.

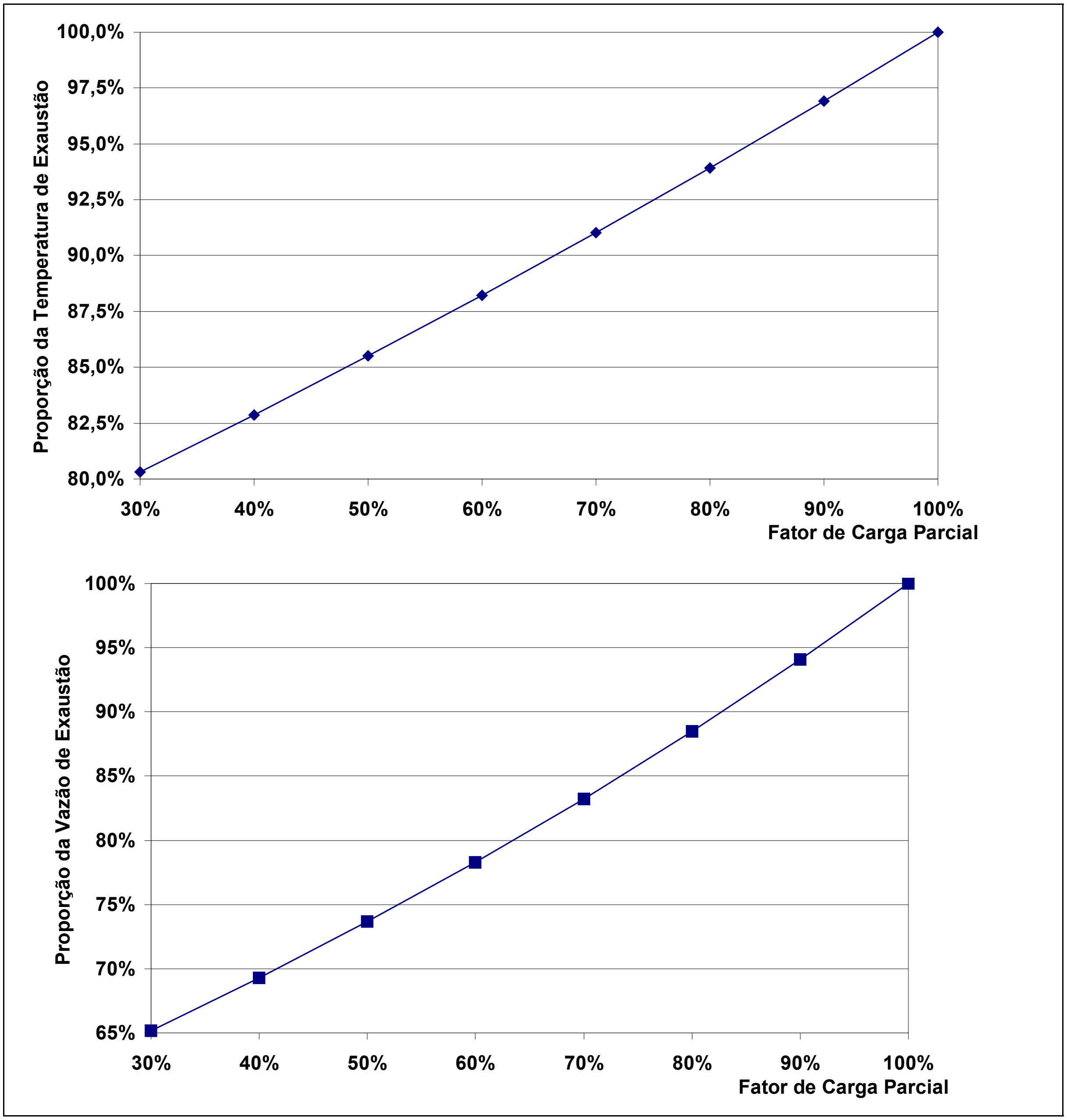


Figura 2: Influência da operação em carga parcial sobre a propriedades do exausto em turbina a gás.

b) Influência da perda de carga no sistema de admissão

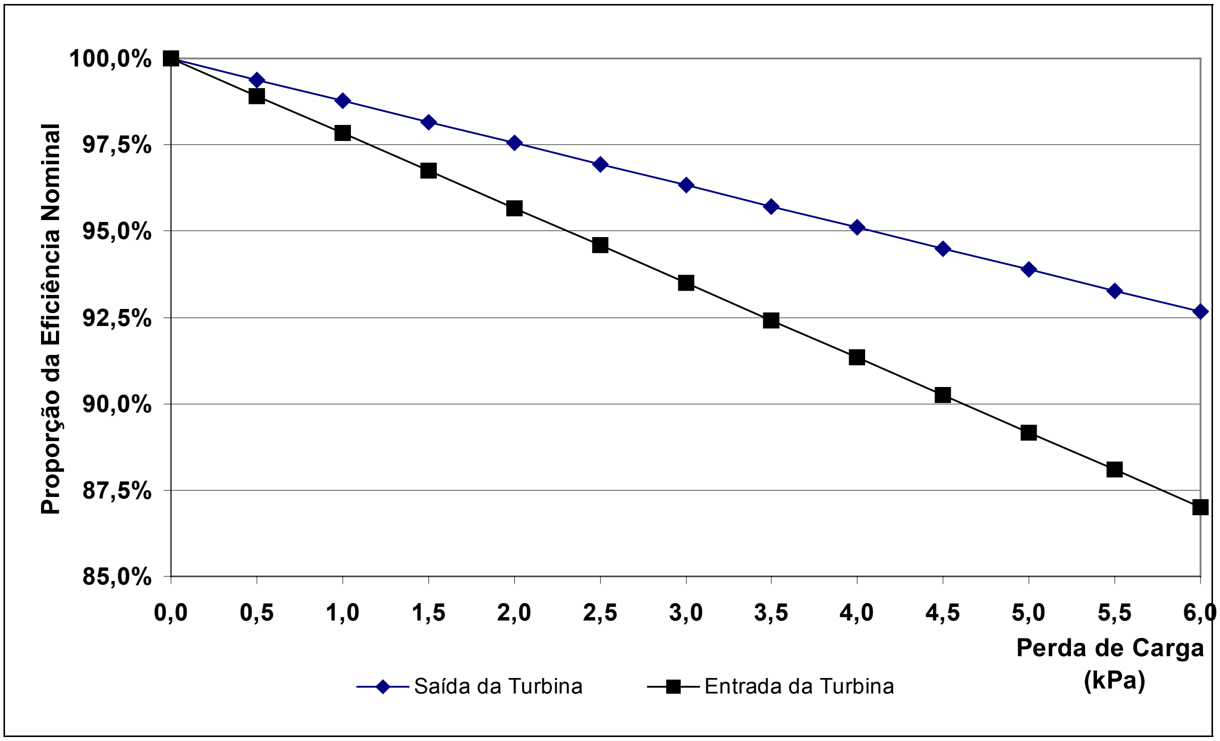


Figura 3: Influência da perda de carga sobre a eficiência da turbina a gás.

c) Influência da temperatura de admissão do ar

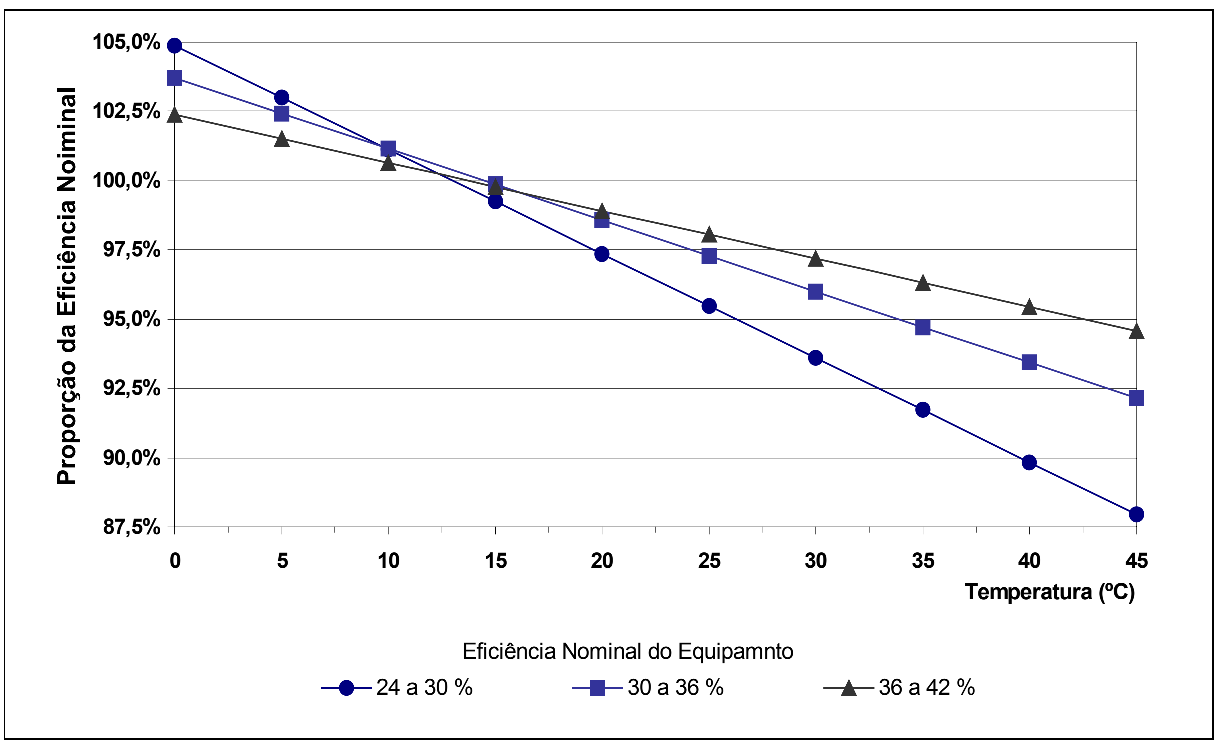


Figura 4: Influência da temperatura atmosférica sobre a eficiência nominal de turbinas a gás.

Nota: Dados disponíveis para turbina PGT 10 da Nuovo Pignone/GE de 10,22 MW (Fonte: GE, 1999).

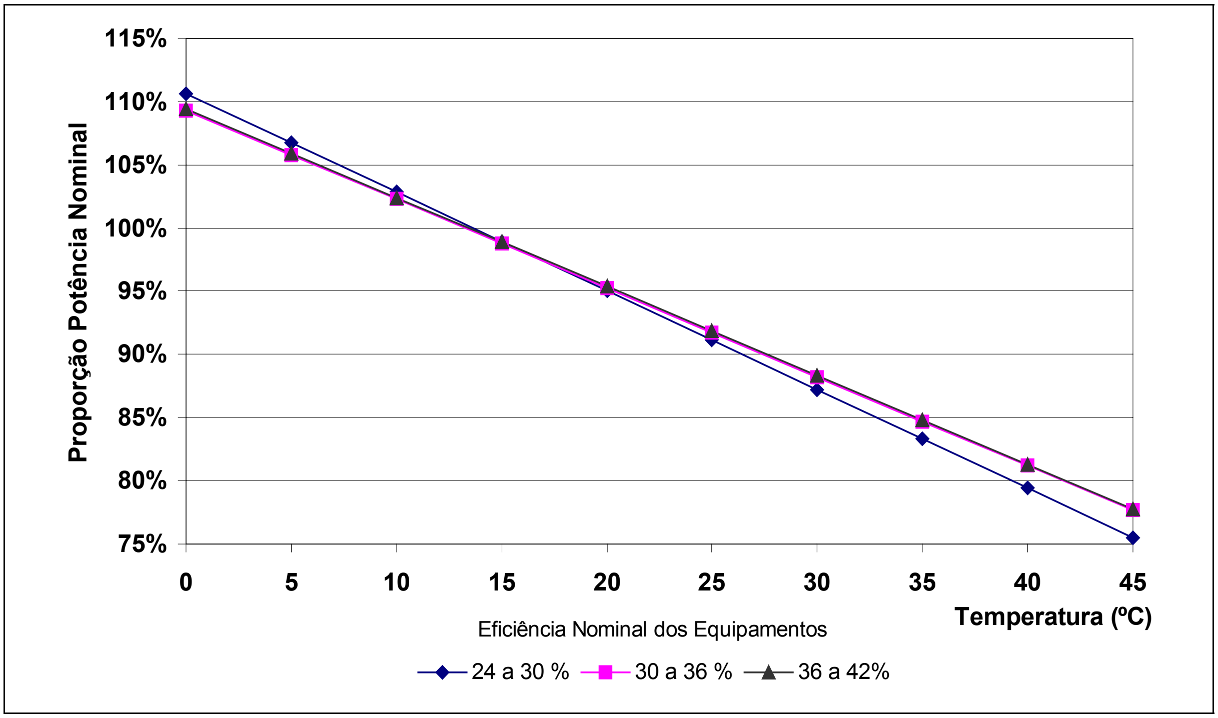


Figura 5: Influência da temperatura atmosférica sobre a potência nominal de turbinas a gás.

Nota: Dados disponíveis para turbina PGT 10 da Nuovo Pignone/GE de 10,22 MW (Fonte: GE, 1999).

d) Influência da altitude

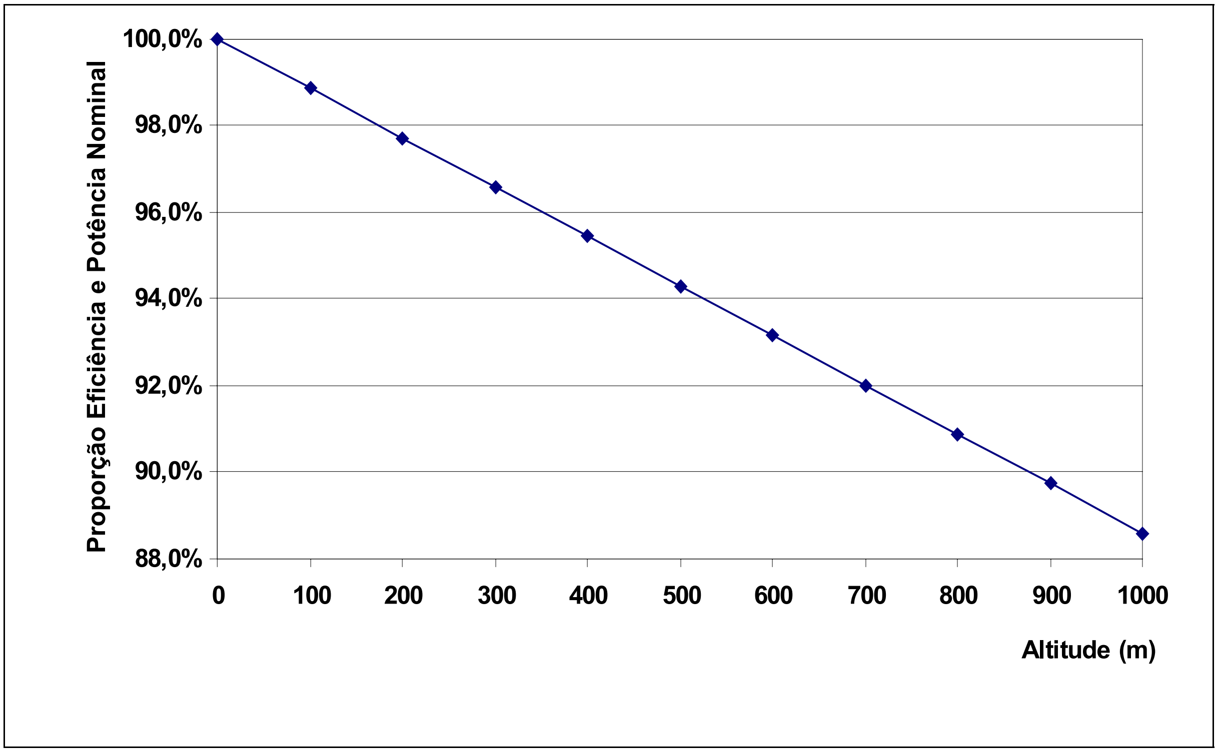


Figura 6: Influência da altitude sobre a potência e a eficiência das turbinas a gás.

e) Influência da umidade

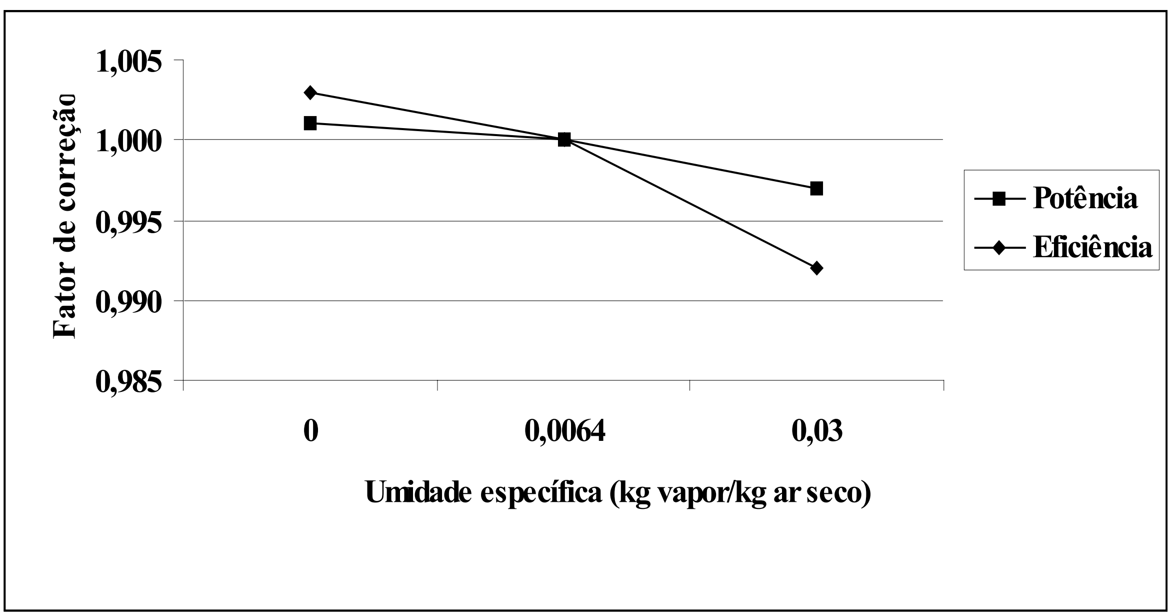


Figura 7: Influência da umidade relativa do ar sobre a potência e a eficiência das turbinas a gás.

1.4. Emissões de poluentes atmosféricos

Tabela 7: Fatores de emissão médios para turbinas a gás em função da potência elétrica e do tipo de combustível empregado.

Equipamento	**Fator de emissão (g/kWh)**		
	NO_x	**CO_2**	**SO_2**
Potência elétrica> 50 MW			
Queima de gás natural	0,5	510	~0
Queima de óleo	1,0	670	1,2
Potência elétrica< 50 MW			
Queima de gás natural	1,1	610	~0
Queima de óleo	1,6	800	1,4

Nota: Valores válidos para eficiência elétrica de 35% para turbinas a gás acima de 50 MW e de 30% para turbinas entre 20-50 MW.
Fonte: CHP Club (2001)

1.5. Dados econômicos de turbinas a gás

Tabela 8: Custos de capital de turbinas a gás - preço FOB.

Potência (MW)	Heat Rate (kJ/kWh)	Custos de capital (US$/kW)
1,1	14685	741
1,6	13820	698
3,7	12317	483
3,9	11340	507
3,9	12250	438
3,9	11430	490
4,2	11820	476
4,4	12250	435
4,6	12225	564
5,6	10650	501
6,2	11340	467
8,8	10975	486
10,0	10550	460
11,6	10510	490
12,7	11460	466
12,8	10895	452
13,4	9560	514
14,6	11885	329
14,8	10895	418
16,4	10600	489
19,7	9630	523
20,3	12800	281
21,8	10405	436
22,2	9404	428
24,6	9965	410
25,3	9550	440
25,6	8875	430
26,8	11730	280
28,3	11667	272
27,2	9575	222
29,8	10875	191

Nota: valores se referem ao grupo gerador somente.
Fonte: Tolmasquim et al (1999)

Tabela 9: Participação dos itens de custo na formação do custo unitário de capital instalado para turbinas a gás.

	Potência (MW)				
Item de custo	**1,0**	**5,0**	**10,8**	**23,3**	**46,5**
Turbo gerador	33,3%	42,6%	44,7%	44,5%	49,0%
Equipamentos elétricos	9,1%	7,6%	6,5%	5,9%	4,9%
Outros equipamentos	8,8%	6,4%	5,9%	6,9%	6,2%
Materiais	8,7%	7,2%	7,1%	7,1%	6,8%
Mão-de-obra	21,0%	18,4%	18,1%	18,1%	15,5%
Instalações gerais	2,9%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
Engenharia e taxas	2,9%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
Custos financeiros	13,3%	12,4%	12,2%	12,2%	12,2%

Fonte: Elaborado a partir de EIA (2000)

Tabela 10: Custos unitários médios de capital por componente para instalações de cogeração baseadas em turbinas a gás em função do porte do equipamento.

	Custo unitário de capital (US$/kW)				
Item de custo	**1,0**	**5,0**	**10,8**	**23,3**	**46,5**
Turbo gerador	537	420	400	320	320
Caldeira de recuperação[1]	244	70	55	44	44
Tratamento de água	29	20	14	9	5
Equipamentos elétricos	146	75	58	42	32
Outros equipamentos	141	63	53	49	40
Materiais	140	71	64	51	44
Custo unitário médio - atual	1.238	719	643	515	485

Nota: 1- caldeira de recuperação operando sem queima suplementar de gás natural e gerando vapor saturado seco a 150 psig (11,2 atm).
Fonte: Elaborado a partir de EIA (2000) e eapresentado em Tolmasquim et al (2002)

Tabela 11: Acréscimos ao preço FOB dos equipamentos de geração de energia elétrica.

Fator de multiplicação sobre o preço F.O.B.	
Com Imposto de Importação	De 1,62 a 1,71
Sem Imposto de Importação	De 1,36 a 1,37
Equipamento Nacional	De 1,24 a 1,27

Fonte: ANEEL (1998)

Tabela 12: Custos de O&M para turbinas a gás (US$/kWh).

Turbina	**Custo de O&M**
Aeroderivada	0,005 US$/kWh
Industriais	0,002 US$/kWh

Fonte: CHPClub (2001)

Tabela 13: Custos de O&M médios para instalações baseadas em turbinas a gás em função do porte do equipamento para unidades industriais.

	Potência (MW)				
Componente de custo	**1**	**5**	**10**	**25**	**40**
O&M variável (US$/kWh)					
Contratos de serviço	0,0045	0,0045	0,0045	0,0040	0,0035
Materiais	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
O&M fixo					
US$/kW-ano	40	10	7,5	6	5
US$/kWh	0,0050	0,0013	0,0009	0,0008	0,0006
O&M total – atual (US$/kWh)	0,0096	0,0059	0,0055	0,0049	0,0042

Fonte: EIA (2000)

B- Motores a gás

B.1. Características técnicas

Tabela 14: Dados técnico-econômicos de motores a gás disponíveis no mercado brasileiro.

Potência Elétrica (kWe)	Eficiência Elétrica Nominal (%)
100 (2)	28,1
395 (2)	33-39
450 (1)	30,3
560 (1)	33,6
600 (2)	33-39
770 (2)	33-39
900 (1)	30,9
1450 (1)	29,9%
1540 (2)	33-39
2160 (2)	33-39
2880 (2)	33-39
3050 (2)	33-39
4100 (3)	40

Notas: (1): Motores Waukesha; (2): Motores Caterpillar; (3) Motor Wärtsilä. O modelo Caterpillar da faixa de potência de 100 kWe tem uma razão potência-calor da ordem de 0,60; para o modelo da faixa de 800 kWe, este parâmetro atinge o valor de 0,80 e vai a 1,2 no modelo de cerca de 3 MWe.

2.3. Correção dos parâmetros nominais de motores a gás

a) Fator de carga parcial

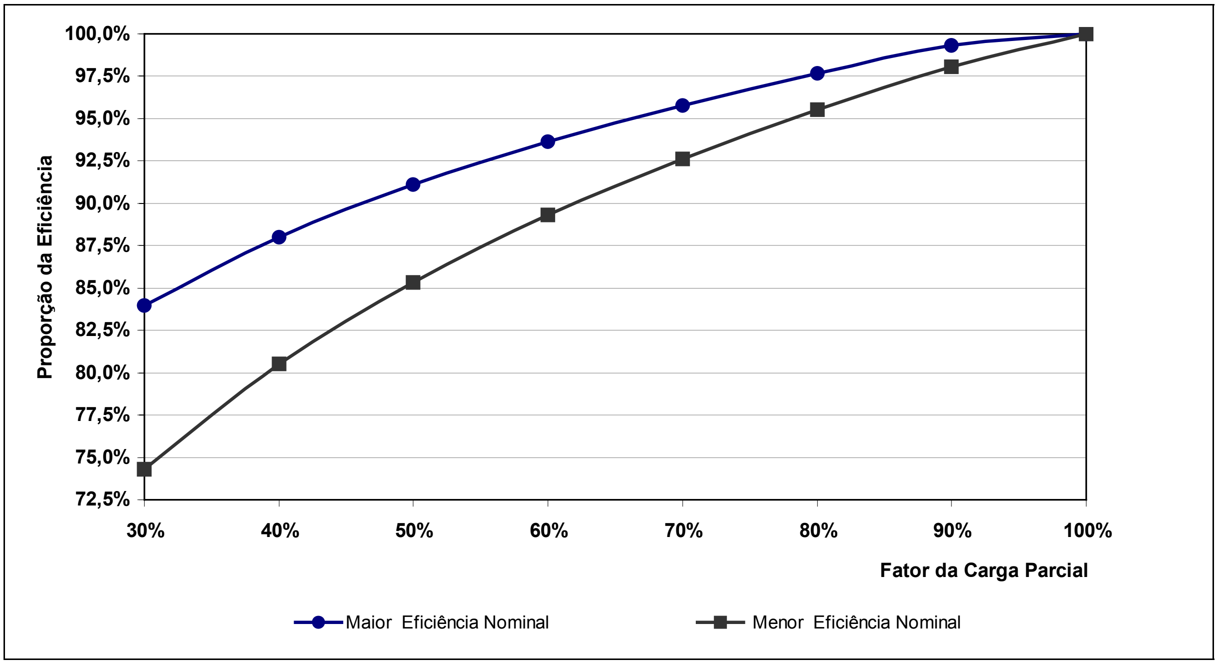


Figura 8: Influência da carga parcial sobre a eficiência de motores a gás.

Nota: Maior eficiência nominal refere-se a motores com eficiência acima de 40%.

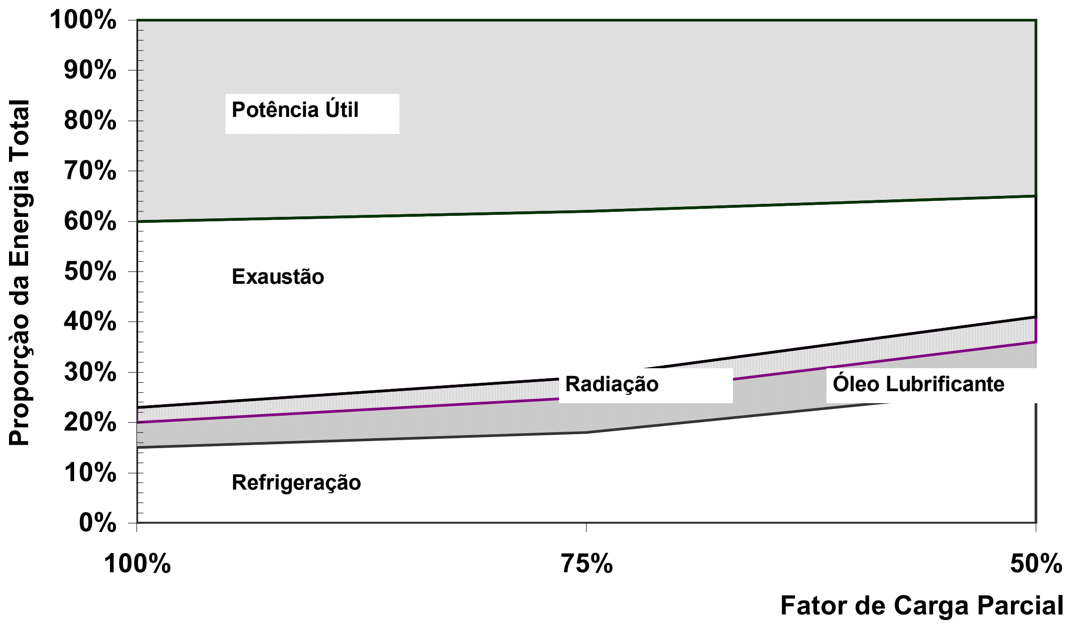


Figura 9: Influência da carga parcial sobre a disponibilidade de calor do motores a gás.

b) Influência da temperatura ambiente

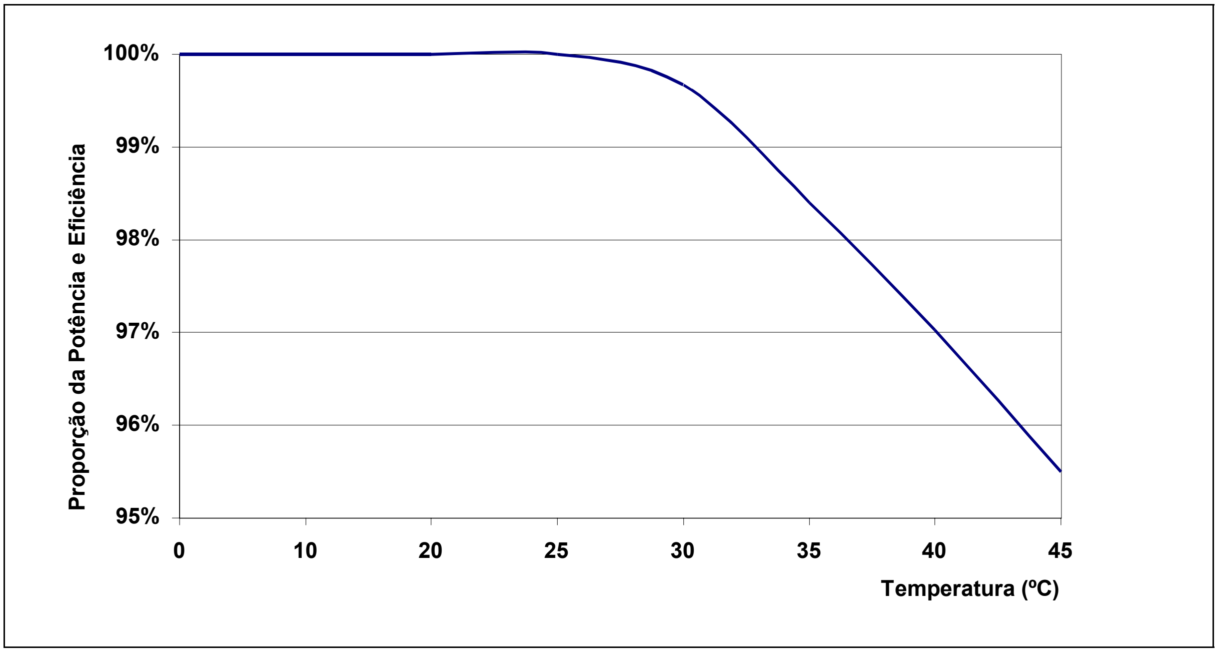


Figura 10: Efeito da temperatura atmosférica sobre a eficiência nominal de motores a gás.

c) Influência da perda de carga

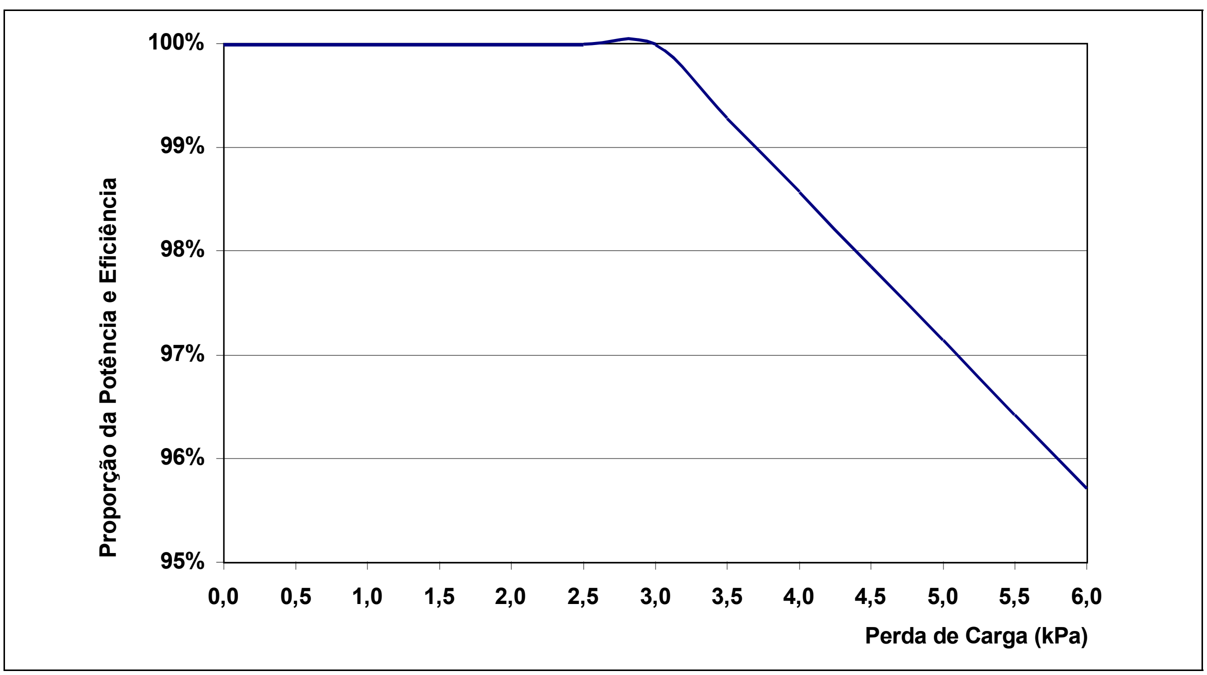


Figura 11: Efeito da perda de carga na aspiração sobre a eficiência nominal de motores a gás.

d) Influência da altitude

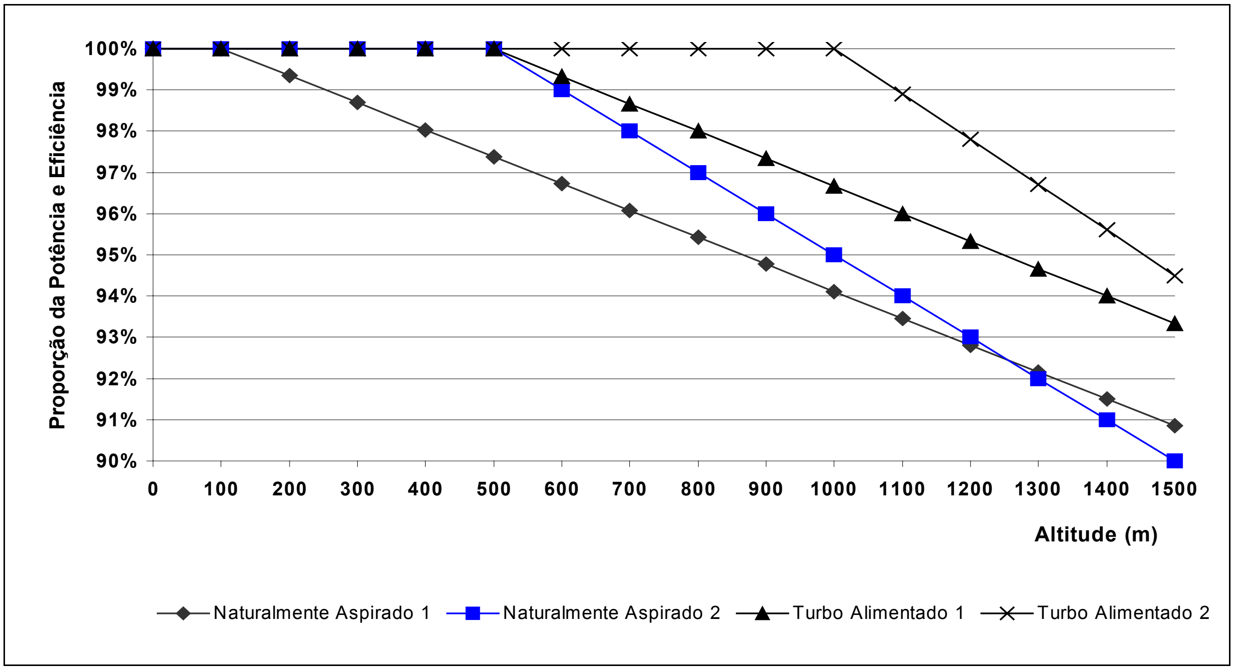


Figura 12: Efeito da altitude sobre a eficiência nominal de motores a gás.

Nota: O índice 2 refere-se a motores com eficiência nominal acima de 40%.

2.4. Emissões de poluentes atmosféricos por motores a gás

Tabela 15: Fatores de emissão médios para motores a gás.

Equipamento	**Fator de emissão (g/kWh)**		
	NO_x	**CO_2**	**SO_2**
Motores ciclo Diesel			
Queima de gás natural[1]	5-10	500-600	0,1
Queima de óleo combustível	8-15	700-800	10,8
Motores ciclo Otto			
Queima de gás natural[1]	5-20	500-600	~0

Nota: 1- incluindo a queima de mistura óleo combustível/gás natural em teor médio de 5:95. Fatores de emissão calculados para eficiência elétrica entre 35-40%.
Fonte: CHP Club (2001)

2.5. Aspectos econômicos do uso de motores a gás

Tabela 16: Dados técnico-econômicos de motores a gás disponíveis no mercado brasileiro.

Potência (kW)	Investimento (US$-FOB/kWe)	Custos operacionais (US$/MWh)
100 (2)	650,0	
395 (2)	600,0	8,00
450 (1)	786,2	7,21
560 (1)	553,2	8,41
600 (2)	550,0	7,85
770 (2)	550,0	7,85
900 (1)	525,8	6,05
1450 (1)	559,5	5,20
1540 (2)	570,0	7,85
2160 (2)	640,0	6,50
2880 (2)	640,0	6,50
3050 (2)	640,0	6,50

Notas: (1): Motores Waukesha; (2): Motores Caterpillar. Ao custo de capital dos motores catterpillar deve ser adicionado ICMS. Valores já consideram o imposto de importação (II). Os preços já incluem a caldeira de recuperação de calor, cujo custo representa cerca de 15% do custo do equipamento, conforme estimativa realizada a partir do EIA (2000).

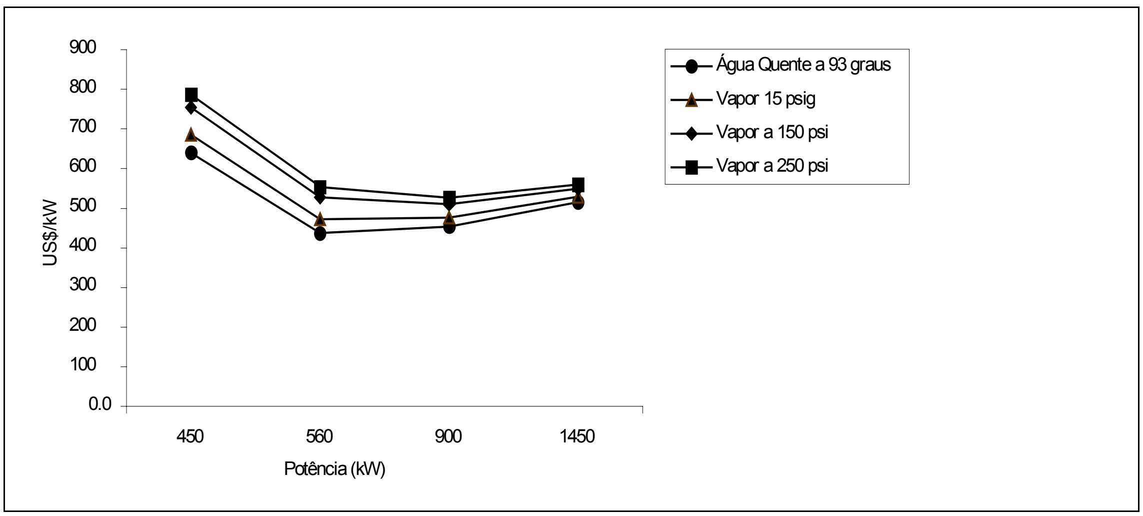


Figura 13: Variação do custo de investimento em motores a gás em função da potência para diferentes condições de recuperação térmica.

Tabela 17: Custos de O&M médios para instalações baseadas em motores a gás para unidades industriais.

	Potência (kW)		
Componente de custo	**100**	**800**	**3.000**
O&M variável (US$/kWh)			
Contratos de serviço	0,015	0,010	0,010
Materiais	0,00015	0,00015	0,00015
O&M fixo			
US$/kW-ano	10	4	1,5
US$/kWh(*)	0,00125	0,0005	0,0002
O&M total - atual US$/kWh(*)	0,0164	0,0107	0,0103

(*) Para 8000 horas de operação por ano.
Fonte: EIA (2000)

C. CALDEIRAS DE RECUPERAÇÃO DE CALOR ACOPLADOS A MÁQUINAS TÉRMICAS

C.1. Características técnicas de caldeiras de recuperação de calor

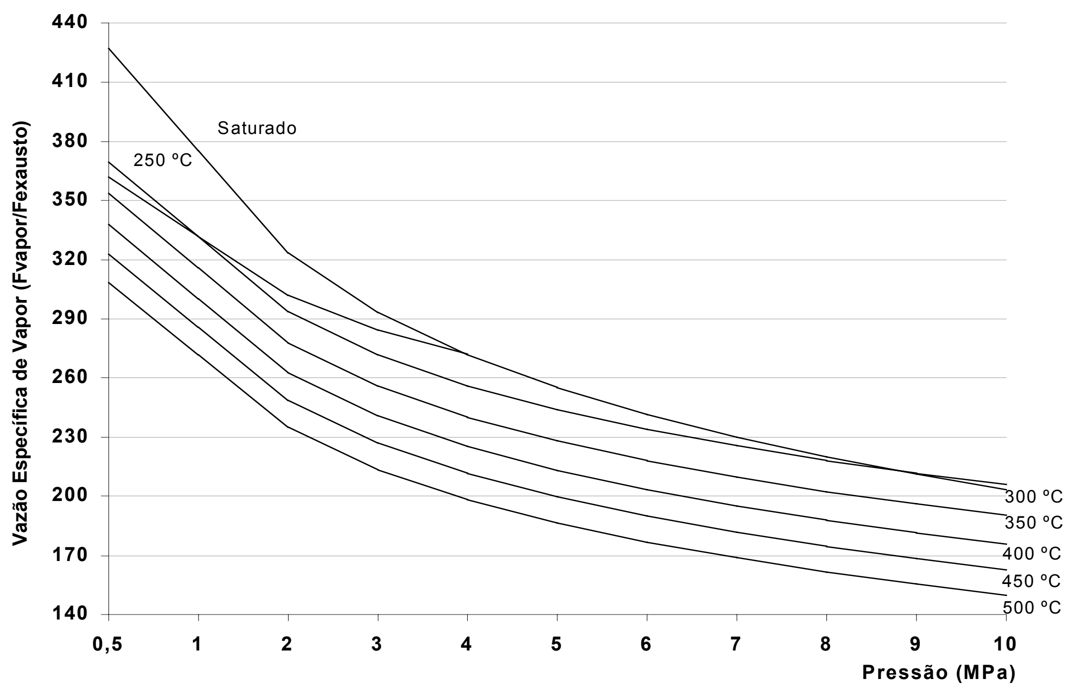


Figura 14: Curva de vapor para temperatura de exausto de 400 ºC.

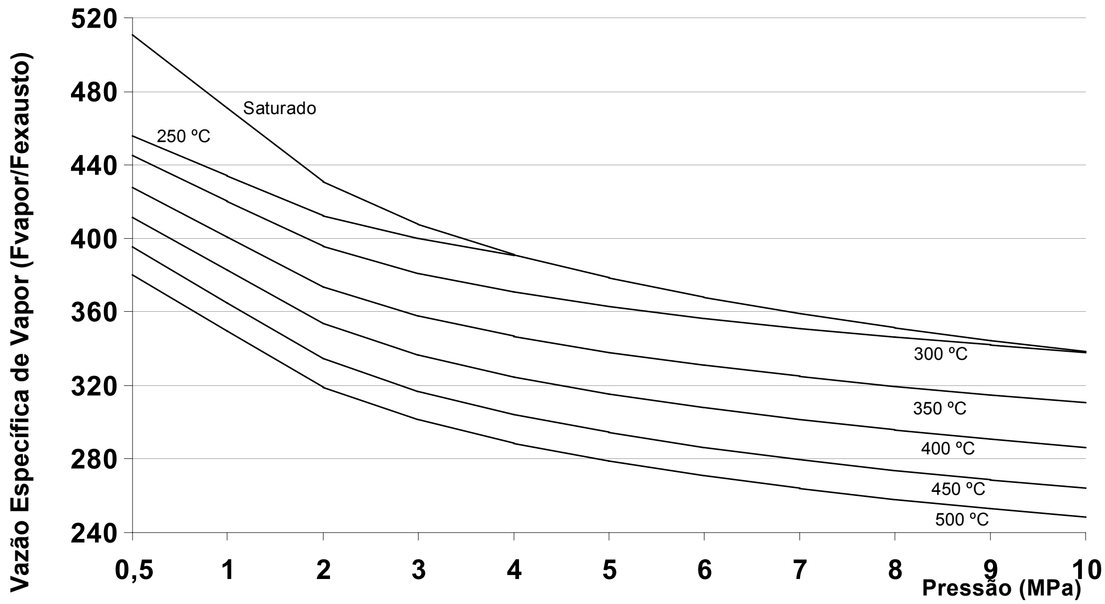


Figura 15: Curva de vapor para temperatura do exausto de 450ºC.

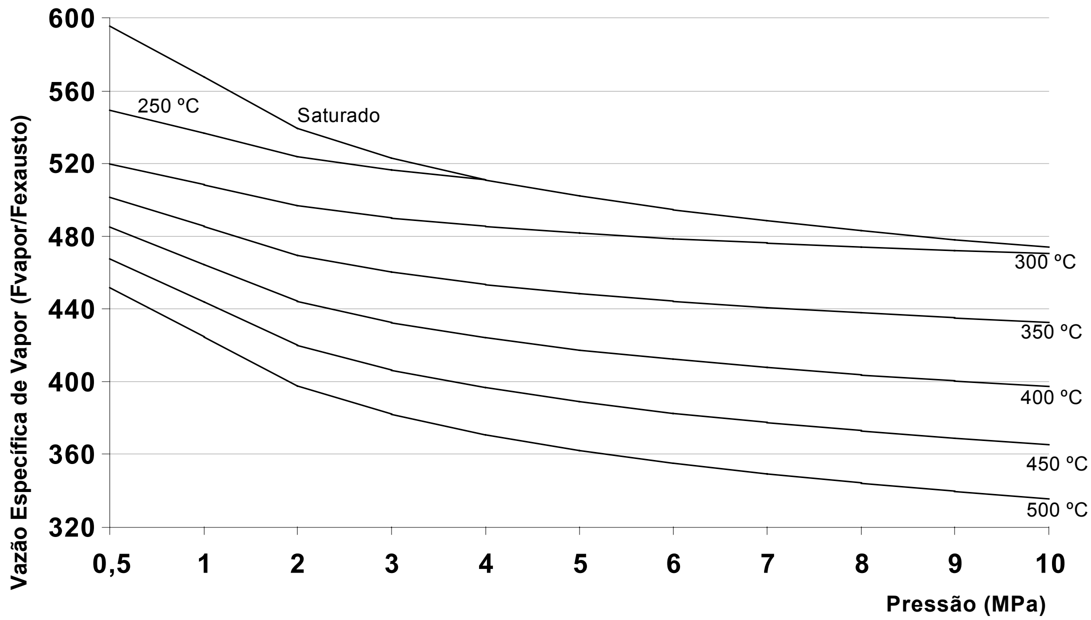


Figura 16: Curva de vapor para temperatura do exausto de 500ºC.

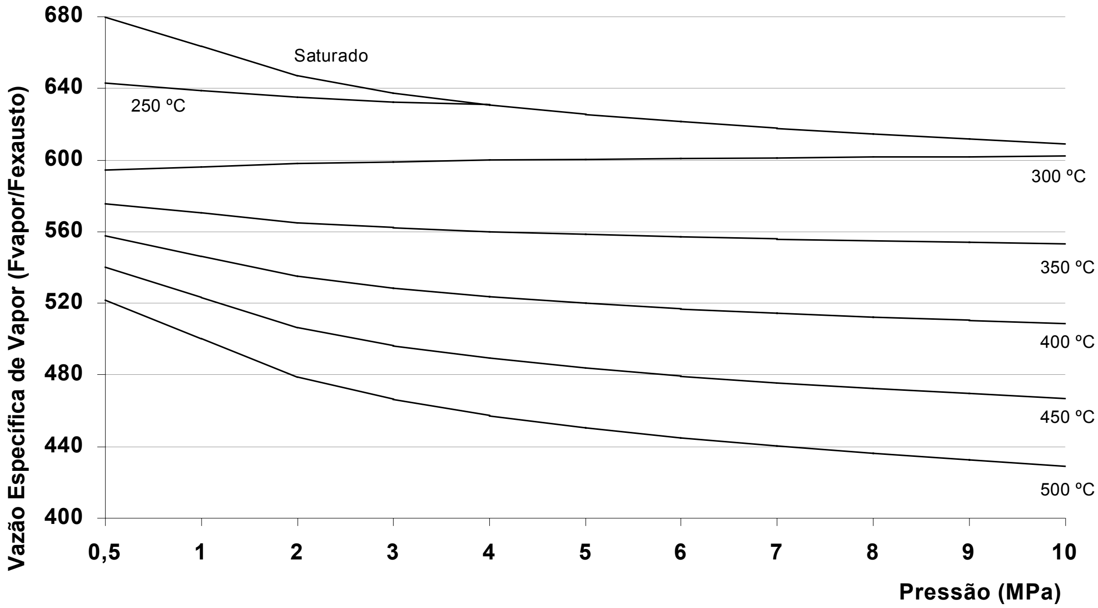


Figura 17: Curva de vapor para temperatura do exausto de 550°C.

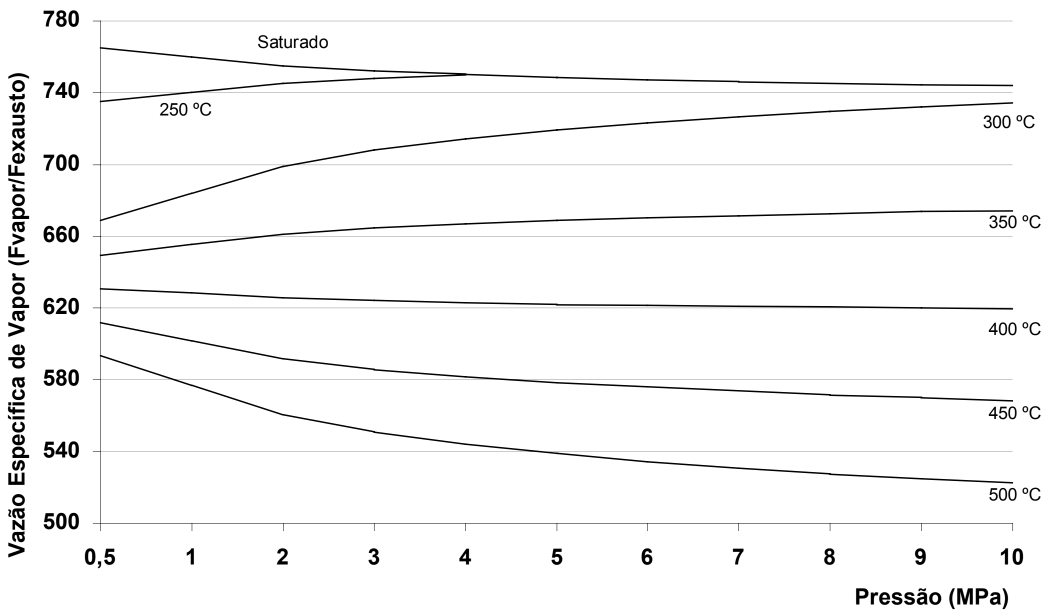


Figura 18: Curva de vapor para temperatura do exausto de 600°C.

3.3. Dados econômicos de caldeiras de recuperação

Tabela 18: Custos de caldeira de recuperação para motores a gás (10^3 US$).

Demanda Térmica	Potência Nominal dos Motores (kWe) 560	450	900	1.475
Água a 93 °C	23,7	21,8	30,8	46,1
Vapor a 15 psig	44,7	42,2	45,5	71,2
Vapor a 150 psi	70,0	68,4	81,8	106,6
Vapor a 250 psi	82,4	79,2	96,6	126,5

Fonte: VAPORPHASE (1999)

Tabela 19: Custos de referência de recuperadores de calor para sistemas básicos de cogeração.

Parâmetro	Motor a gás	Turbina a gás
Faixa de potência (kW)	50-5.000	>1.000
Custo instalado de capital (US$/kW)	600-1.000	650-900
Custo adicional do recuperador de calor (US$/kW)	75-150	100-200

Fonte: Kincaid (1999) *apud* Neto (2001)

Tabela 20: Participação de itens na formação de custos fixos de turbinas a gás.

Item	% nos custos
Sistema turbo-gerador[1]	60-65%
Caldeira de recuperação	15%[2]
Montagem e Engenharia	20%

Notas: 1- Inclui turbina, turbogerador e sistemas auxiliares (sistemas de controle, painéis e proteção, etc.); 2- inclui auxiliares.
Fonte: GE (1999)

D. SISTEMAS DE GERAÇÃO DE VAPOR

Tabela 21: Faixas de potência disponíveis para caldeiras aquatubulares e flamotubulares.

Tipo de caldeira/combustível	Potência térmica (HP)	Capacidade (lb/h)
Flamotubular		
carvão	12-1.500	500-50.000
óleo ou gás natural	15-2.500	500-85.000
outros combustíveis[1]	60-1.500	2.000-50.000
Aquatubular		
carvão	12-45.000+	400-1.500.000+
gás natural	12-45.000+	400-1.500.000+
óleo combustível	12-45.000+	400-1.500.000+
outros combustíveis[1]	45-30.000	1.500-1.000.000

Nota: 1- Não fósseis.
Fonte: Oland (2002)

4.2. Eficiência de conversão de energia em caldeiras

Tabela 22: Eficiência de combustão nas caldeiras industriais em função da fonte energética.

Combustível	**Eficiência da combustão (%)**
Gás natural	81,7
Óleo combustível	84,6-86,1
Carvão	87,6

Nota: Eficiência para equipamentos dotados de pré-aquecedores de ar, economizadores e conteúdo de 3% de oxigênio no exausto.
Fonte: OIT/DOE (2002a)

Tabela 23: Influência do excesso de ar e da temperatura de rejeição de gases de exaustão sobre a eficiência de combustão para caldeiras operando com gás natural.

Excesso (%)		**($T_{REJEIÇÃO} - T_{ADMISSÃO}$) do ar (^{0}C)**				
ar	O_2	**93**	**149**	**204**	**260**	**315**
9,5	2,0	85,4	83,1	80,8	78,4	76,0
15,0	3,0	85,2	82,8	80,4	77,9	75,4
28,1	5,0	84,7	82,1	79,5	76,7	74,0
44,9	7,0	84,1	81,2	78,2	75,2	72,1
81,6	10,0	82,8	79,3	75,6	71,9	68,2

Fonte: OIT/DOE (2002b)

Tabela 24: Calor recuperável nos gases de exaustão em função da temperatura de rejeição dos gases de exaustão.

Temperatura inicial dos gases de exaustão[1] (^{0}C)	**Calor disponível na saída da caldeira[2] (GJ/h)**			
	25,4	**52,7**	**105,5**	**211,0**
204	1,3	2,6	5,3	10,6
260	2,3	4,6	9,2	18,4
315	3,3	6,5	13,0	26,1

Nota: 1- Antes do aproveitamento do calor residual; 2- Valores obtidos considerando-se queima de gás natural, excesso de ar em 15% e temperatura final de 120 ^{0}C para rejeição dos gases na chaminé.
Fonte: U. S. DOE (2002d)

Tabela 25: Perdas de energia devido ao não isolamento de sistemas de distribuição de vapor. Valores em MMBTU/ano/100 ft de tubulação.

Diâmetro da tubulação (pol)	**Pressão do vapor (psig)**			
	15	**150**	**300**	**600**
1	140	285	375	495
2	235	480	630	840
4	415	850	1.120	1.500
8	740	1.540	2.030	2.725
12	1.055	2.200	2.910	3.920

Nota: Valores obtidos considerando-se tubulação em aço disposta horizontalmente, à temperatura ambiente de 24 ^{0}C, sem a presença de ventos e 8.760 horas de operação do sistema de geração de vapor.
Fonte: OIT/DOE (2002d)

4.3 Tratamento da água de alimentação das caldeiras – parâmetros mínimos

Tabela 26: Concentração máxima de sólidos permitida no tambor de vapor (valores em ppm).

Pressão (atm)	**Sólidos totais**	**Alcalinidade total**	**Sólidos em suspensão**
0-20,4	3.600	700	300
20,4-30,6	3.000	600	250
30,6-40,8	2.500	500	150
40,8-51,0	2.000	400	100
51,0-61,2	1.500	300	60
61,2-68,0	1.250	250	40
68,0-102,1	1.000	200	20
102,1-136,1	750	150	10

Fonte: Babcock & Wilcox (1978)

Tabela 27: Concentração máxima de sólidos permitida na água de alimentação de caldeiras (valores em ppm).

Parâmetro	**Até 38 atm**	**Entre 38-63 atm**
Fosfato	20-35	20-40
Alcalinidade	300-400	250-350
Sulfato	30-50	20-40
Hidrazina	0,1-0,2	0,05-0,15
Sílica	150 (max)	50-125 (max)
Sólidos dissolvidos	3.500 (max)	2.000 (max)
pH- água de alimentação	8,5 (min)	8,5 (min)
pH - condensado	8,0-8,5 (min)	8,0-8,5 (min)

Fonte: Aneel (1998)

4.4. Emissões de poluentes atmosféricos pelo uso de sistemas de geração de vapor

Tabela 28: Fatores de emissão para caldeiras industriais em função do combustível empregado. Valores em g/kWh de energia térmica disponibilizada na saída da caldeira.

Combustível	**% enxofre**	**NO_x**	**CO_2**	**SO_2**
Carvão mineral	1,2	0,75	425	3,89
Óleo combustível	2,0	0,79	328	4,14
Bi-combustível (gás/óleo)	0,15	0,34	313	0,29
Gás natural	0,0	0,40	241	0

Nota: Assumindo eficiência da caldeira de 80%.
Fonte: CHP Club (2001)

4.5. Dados econômicos para instalação de sistemas de geração de vapor

Tabela 29: Custos de capital para caldeiras de acordo com o estado de saturação do vapor.

	Custo de capital (US$/ton/h)		
Vazão (ton/h)	**Saturado**	**Superaquecido (21 kg_f/cm^2)**	**Superaquecido (42 kg_f/cm^2)**
7	59.051	74.143	-
10	43.308	55.360	-
15	35.462	46.133	-
20	31.540	41.520	62.280
25	26.466	35.432	53.976
30	23.080	30.910	48.210
35	20.662	27.680	43.497
55	26.009	-	35.858
70	27.394	-	36.577
90	26.355	-	34.600
110	23.513	-	30.825

Fonte: Aneel (1998)

Tabela 30: Custos de conversão de caldeiras em função da capacidade de geração de vapor.

Capacidade (t/h)	Potência térmica do queimador (kW_t)	Custo de conversão (US$/t/h)[1]	
		Queimador[2]	**Instalação[3]**
8	2.150-12.000	6.959-7.344	1.107
15	800-6.000	5.601-5.764	614

Nota: Considerando-se sistema de geração com pré-aquecimento da água de alimentação a 80 ^{0}C, geração de vapor saturado a 10,5 bar e contrapressão no queimador ligado de 34 mbar e 19 mbar com queimador desligado.

1- Inclui impostos (IPI e ICMS) além custo adicional de 2% devido à embalagem; 2- acessórios inclusos (reguladores de pressão de gás, válvulas de alívio, filtros de óleo e de gás, bomba e pré-aquecedores de óleo, etc.); 3- Inclui montagem e comissionamento da unidade.

Fonte: Andreas (2002)

E. Sistema de refrigeração por absorção

E.1. Características técnicas

Tabela 31: COP por tipo de sistema de refrigeração – valores de referência.

Tipo de Chiller	COP[1]	COP[2]
Elétrico	2,52	2,64
Absorção de recuperação direta	1,00-1,30	1,44
Centrífugos[3]	4,54	6,08
Absorção com vapor[4]	0,95	1,03

Nota: 1- Correspondem a valores típicos de acordo com as tecnologias correntemente utilizadas; 2- Coeficientes de performance das melhores tecnologias disponíveis; 3 – De acordo com Cespedes & de Oliveira (1995), o COP da máquina de refrigeração por compressão, utilizando compressores centrífugos, corresponde a 4,5; 4– De acordo com Cespedes & de Oliveira (1995), o COP da máquina de absorção típica estaria em torno de 1,10, o que caracterizaria um sistema de duplo efeito; para Silveira et al. (1995), o COP de máquinas de absorção variam entre 0,4 e 1,0, para temperaturas de operação do gerador de vapor – ou do regenerador – entre 60°C e 200°C.
Fonte: GRI (1999b)

Tabela 32: Parâmetros técnicos das unidades de absorção avaliadas.

Sistema de Absorção	COP	Entrada de calor (°C)	Consumo específico de calor (kg/h/TR)
Simples estágio (COP I)	0,74	100	6,39
Duplo estágio (COP II)	1,20	130	3,88

5.3. Características econômicas

Tabela 33: Custos de referência – sistemas de refrigeração.

Sistema	Referência	Custo (US$/TR)
Chiller Centrífugo (Elétrico)	Cespedes e de Oliveira Junior (1995)	450
	Andreyevich e Pinto (1996)	360
	Gas Research Institute (1999)	340-500 (3)
Chiller de absorção	Gas Research Institute (1999)	550-600 (3)
	Cespedes e de Oliveira Junior (1995)	550[1]
	Kubasco et al. (1986)	600(2)

Notas: 1 – Os autores fornecem um custo total do sistema (turbina a gás, caldeira de recuperação e chiller de absorção) igual a US$ 2560/TR; para obtenção do custo do chiller, considerou-se: uma turbina a gás de 3,0 MW com custo de capital aproximado de US$500/kW e uma caldeira de recuperação com custo aproximado de US$ 50/kW. 2 – Trata-se da diferença calculada entre os custos de um sistema com motor a gás (US$ 700/kW) e os custos de um sistema com motor a gás e chiller de absorção (US$ 880/kW). 3 – Corresponde a uma área de refrigeração entre 75.000-200.000 m^2. Valores aproximados e estimados na cotação de 2,4 R$/US$ -2002.

ANEXO 3 – ANÁLISE DE MÉTODOS DE DEPRECIAÇÃO ALTERNATIVOS – CASO-EXEMPLO

Com o objetivo de estimar o peso relativo da quota anual de depreciação contábil inputável cada um dos métodos alternativos de depreciação apresentados no capítulo 3, utilizaram-se os dados de uma indústria química, com potencial de instalação de um equipamento de cogeração com potência instalada igual a 8,2 MW. O dimensionamento desta potência adveio da análise das características de demanda de energia da indústria (condição termodinâmica do vapor, vazão, demanda e consumo de eletricidade, curvas de carga térmica e elétrica etc.) e a aplicação da tecnologia de cogeração adotando-se a paridade térmica como critério de dimensionamento. Como condição de contorno importante para a compreensão dos resultados, assumiu-se, por simplificação, a existência de um valor residual equivalente a 10% do investimento inicial depreciável e, no caso do método do fundo de amortização, uma taxa de desconto de 15 % a.a.

A Figura 19 apresenta a razão entre o valor contábil no ano "k" e o investimento inicial depreciável. Como se percebe, o método do fundo de amortização gera, em função de embutir internamente o cálculo da remuneração das parcelas de depreciação que comporão o valor acumulado total ao final do período de vida útil, resultados que mostram reduzida desaceleração da perda de valor do bem. Comparativamente ao método padrão – o método da linha reta -, na verdade, o método do fundo de amortização representaria um "desincentivo", uma vez que a curva, que representa o comportamento da quota de participação situa-se sempre acima da reta que define o comportamento no caso do método da linha reta.

A internalização, na análise, da maior perda de valor dos equipamentos nos estágios iniciais de funcionamento do projeto mostra o potencial de incentivo com alteração de métodos de estimativa da quota de depreciação. Assim, todos os três métodos alternativos – taxa de depreciação constante, declínio em dobro e soma dos dígitos periódicos – abrangem possíveis ações de incentivo ao investimento em tecnologias consumidoras de gás natural, diferindo apenas quanto à extensão deste incentivo relativamente ao método padrão. Neste caso, o método que produz a maior magnitude de incentivo é o de método da taxa de depreciação constante (método de Matheson) e isto pode ser observado na Figura 19, onde

a curva mais externa define o comportamento da quota de depreciação devida a este método. A título de ilustração, os valores constantes na Tabela 34 exibem a diferença relativa entre a razão “valor contábil no ano k/investimento inicial depreciável”. Assim, em face a esta avaliação – que traduz o comportamento relativo entre os métodos, avaliaremos aqui a aplicação do incentivo baseado na troca de método de depreciação, alternando do caso-base (método da linha reta) para o alternativo (taxa de depreciação constante). A restrição ao número de métodos alternativos se justifica, primeiramente, porque estamos interessados em inferir o resultado e o porte dos incentivos a serem concedidos para tecnologias consumidoras de gás natural e a adoção do método que produz a maior extensão incremental do fundo de depreciação é conveniente. Em segundo lugar, esta restrição se justifica pela redução do número de variáveis, vistas aqui como graus de liberdade do sistema, que impactam sobremaneira o número de cenários, como veremos adiante.

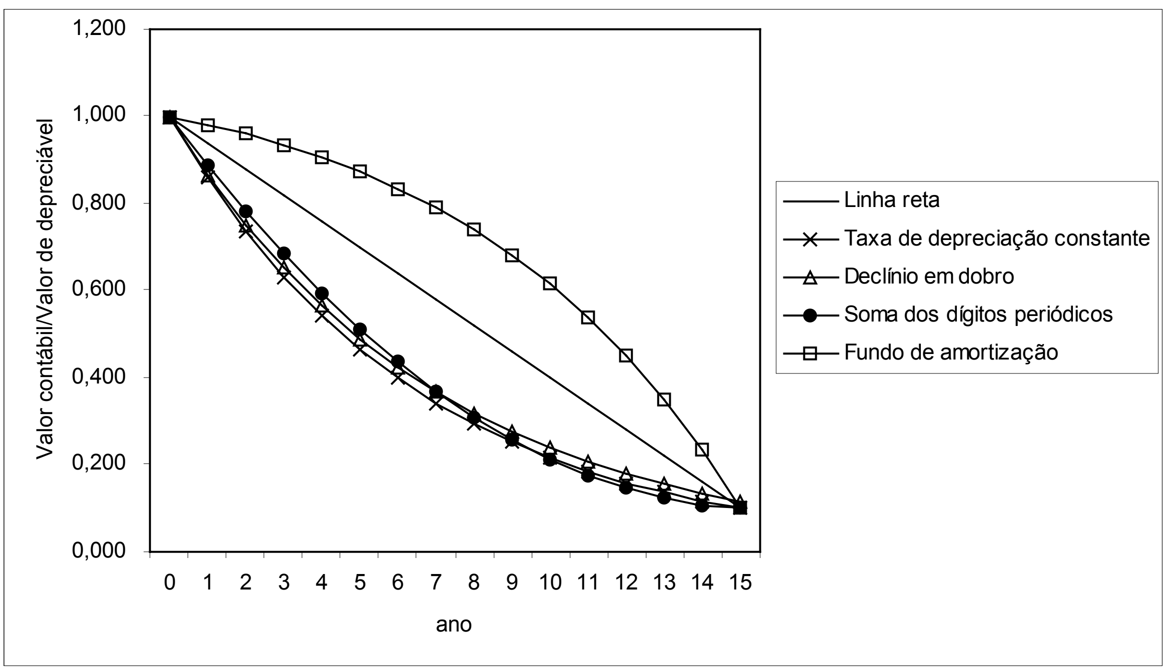


Figura 19: Perda de valor relativa ao investimento inicial depreciável realizado na indústria química utilizada como exemplo.

Tabela 34: Incentivo incremental relativo ao método de depreciação da linha reta em base anual, para a indústria exemplo utilizada.

Ano	Taxa de depreciação constante	Declínio em dobro	Soma dos dígitos periódicos	Fundo de amortização
1	8,2%	7,3%	5,3%	-4,1%
2	14,4%	12,9%	9,8%	-7,9%
3	18,9%	16,9%	13,5%	-11,4%
4	21,9%	19,6%	16,5%	-14,6%
5	23,6%	21,1%	18,8%	-17,2%
6	24,2%	21,6%	20,3%	-19,4%
7	23,9%	21,3%	21,0%	-21,1%
8	22,7%	20,2%	21,0%	-22,0%
9	20,9%	18,4%	20,3%	-22,2%
10	18,5%	16,1%	18,8%	-21,6%
11	15,5%	13,3%	16,5%	-19,9%
12	12,2%	10,0%	13,5%	-17,1%
13	8,4%	6,4%	9,8%	-13,0%
14	4,3%	2,5%	5,3%	-7,4%
15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Nota: elaborado considerando-se o investimento em um sistema de cogeração de 8,2 MW, custo fixo depreciável equivalente a 60% do investimento inicial, custo de investimento de US$ 610/kW (preço FOB), taxa de câmbio de R$ 3,0/US$, valor residual de 10% do custo fixo depreciável, vida útil contábil de 15 anos e taxa de desconto de 15% a.a. (esta última apenas utilizada para o método do fundo de amortização).
Fonte: elaboração própria.

Ainda, um ponto interessante a ser notado na aplicação dos métodos de depreciação linear e o critério de *Matheson* (taxa de depreciação constante) diz respeito à possibilidade da utilização combinada dos dois métodos, de maneira a maximizar os efeitos de sua aplicação. Por definição, a mudança de método só se justifica caso a cota de depreciação determinada pelo método da linha reta no período “k” for superior à obtida caso se prosseguisse com o critério de declínio em dobro.

Genericamente, o comportamento das quotas de depreciação pode ser esquematizado como apresentado na Figura 20. Enquanto no método de depreciação linear as parcelas referentes à depreciação são constantes ao longo do período estabelecido, no método de depreciação à taxa constante, a parcela da depreciação apresenta comportamento decrescente ao longo deste período. O exame do comportamento observado na Figura 20, pois, sugere a possibilidade de maximizar os benefícios de políticas de depreciação, através da combinação destes dois métodos (Kranz & Worrel, 2001). Neste exemplo específico, a parcela de depreciação seria maximizada pela aplicação do método da taxa de depreciação constante até o quinto ano do projeto e após este ano, pela aplicação do método da linha reta.

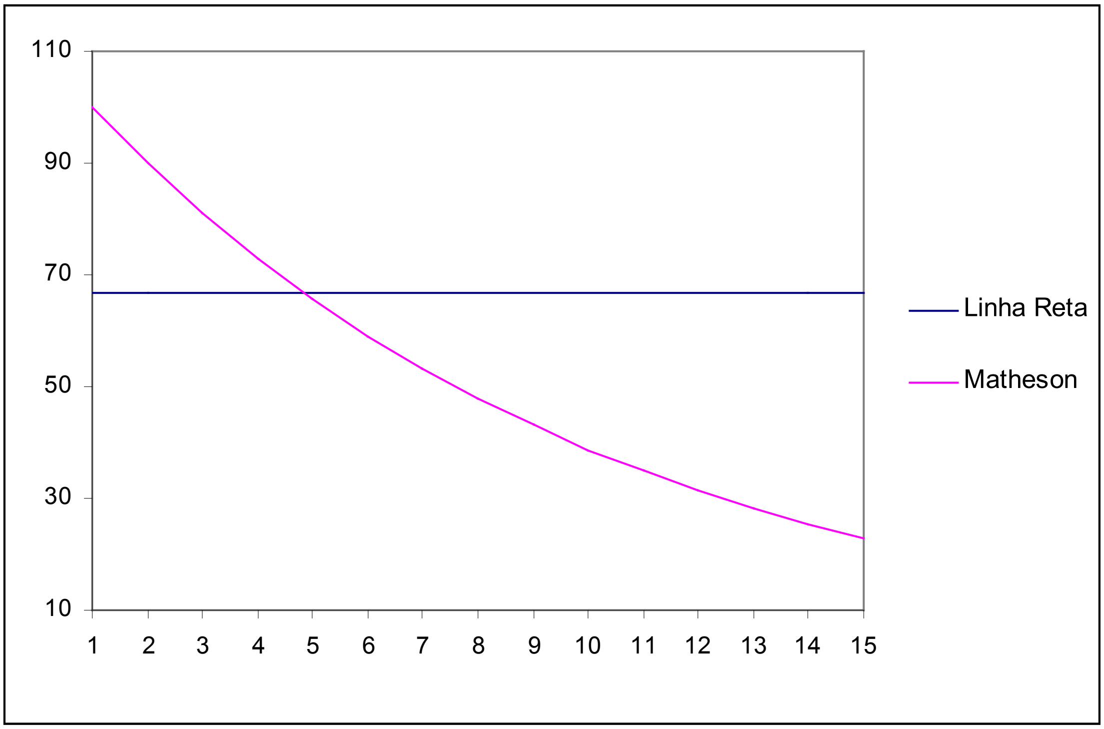


Figura 20: Comparação entre os dois métodos considerados para cálculo da parcela da depreciação no fluxo de caixa do projeto de substituição interenergéticos.
Fonte: Tolmasquim et al (2002)

A definição do ponto exato da troca de método, porém, dependerá da avaliação caso a caso. Exemplificando, tomando os dados da indústria química, estimamos as parcelas das quotas de depreciação empregando a combinação dos dois métodos considerando dois períodos distintos de depreciaçaõ: um considerando uma vida útil contábil de 15 anos e outra, com valor de 7 anos, o que corresponderia a uma situação de incentivo. As cotas de depreciação foram descontadas, ainda, à taxa de 15 % a.a. Na Figura 21, observa-se que, numa situação de período de depreciação normal (15 anos), o ponto de troca de método ocorre no sexto ano, enquanto que, num contexto de depreciação acelerada, este ponto ocorre no quarto ano.

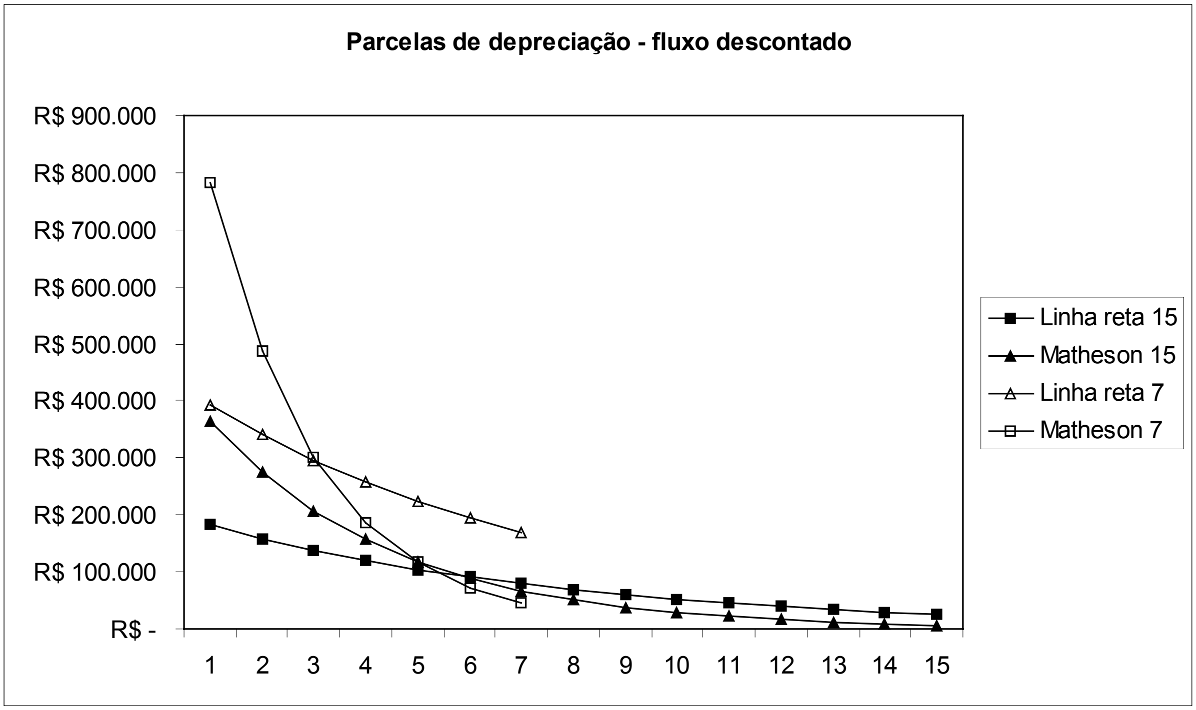


Figura 21: Determinação do ponto de troca do método de depreciação para maximização da quota anual de depreciação, como possível ação de incentivo a tecnologias de consumo de gás natural.
Nota: elaborado considerando-se o investimento em um sistema de cogeração de 8,2 MW, custo fixo depreciável equivalente a 60% do investimento inicial, custo de investimento de US$ 610/kW (preço FOB), taxa de câmbio de R$ 3,0/US$, valor residual de 10% do custo fixo depreciável, vida útil contábil de 15 anos e taxa de desconto de 15% a.a. (esta última apenas utilizada para o método do fundo de amortização).
Fonte: elaboração própria.

O ponto "k" de troca do método também pode ser determinado analiticamente, da seguinte forma (Faro, 1979):

- Se "n" é par: k= n/2 ou k= n/2 +1;
- Se "n" é impar: k= (n + 1)/2.

Como se pode observar, portanto, a definição do ponto de troca de método independe da taxa de desconto utilizada, bem como de alíquotas de tributação, embora estas afetem a magnitude do incentivo incremental.

Ainda, pode-se demonstrar, a exemplo do realizado em Tolmasquim et al (2003), o efeito do subsídio indireto sobre o custo inicial do investimento[7], aplicando-se as possíveis ações de incentivo ao fundo de depreciação de equipamentos, para o caso-exemplo aqui apresentado (Tabela 35). Como se observa, são as políticas de depreciação acelerada que

surtem maior efeito sobre a extensão do subsídio indireto sobre o custo fixo inicial depreciável, e são mais efetivas quando os dois métodos aqui avaliados (linha reta e taxa de depreciação constante) são aplicados de forma combinada.

Tabela 35: Efeito da aplicação de políticas de depreciação de equipamentos de cogeração.

Política de depreciação de equipamentos	**Subsídio indireto sobre o custo inicial (%)**
Taxa de depreciação constante – 15 anos	1,3%
Depreciação linear acelerada – 7 anos	3,7%
Taxa de depreciação constante – 7 anos	4,4%
Combinação de políticas – 15 anos	2,4%
Combinação de políticas – 7 anos	6,8%

Nota: elaborado considerando-se o investimento em um sistema de cogeração de 8,2 MW, custo fixo depreciável equivalente a 60% do investimento inicial, custo de investimento de US$ 610/kW (preço FOB), taxa de câmbio de R$ 3,0/US$, valor residual de 10% do custo fixo depreciável, vida útil contábil de 15 anos e taxa de desconto de 15% a.a. A incidência do imposto de renda é de 30% sobre o lucro líquido tributável.
Fonte: elaboração própria.

[7] A estimativa do efeito do subsídio indireto sobre o investimento inicial é determinado a partir do quociente entre incentivo inicialmente fornecido, em valores presentes, e o investimento inicial.

ANEXO 4 – CENÁRIOS DE PREÇOS DE ENERGIA EMPREGADOS NAS SIMULAÇÕES

A- Petróleo

Tabela 36: Cenários de preços internacionais do petróleo adotados no estudo. Valores em US$-2000/bbl.

Cenário de preços	2010	2015	2020
Referência	23,36	24,00	24,68
Alto	30,01	30,44	30,58

Fonte: EIA (2002)

B- Combustíveis fósseis

Tabela 37: Cenários de preços de derivados do petróleo adotados no estudo. Valores em US$-2000/MMBTU.

Cenário/derivados de petróleo	2010	2015	2020
Referência			
GLP comercial	13,26	13,65	13,81
GLP industrial	8,60	8,98	9,11
Óleo combustível comercial	3,83	3,92	4,02
Óleo combustível industrial	3,65	3,74	3,86
Carvão vapor	1,30	1,26	1,21
Alto			
GLP comercial	14,51	14,77	14,84
GLP industrial	9,69	10,01	10,08
Óleo combustível comercial	4,86	4,92	4,93
Óleo combustível industrial	4,67	4,73	4,77
Carvão vapor	1,31	1,28	1,23

Fonte: EIA (2002)

Tabela 38: Cenários de preços de derivados do petróleo adotados no Brasil. Valores em R$/t.

P_{PET}		Cenário de preços	2005	2007	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R$ 2;6/US$	*Referência*	*GLP comercial*	2014,3	2002,6	1991,0	1985,3	1996,8	2008,4	2020,1	2031,9	2043,7
		GLP industrial	1503,8	1413,2	1328,2	1287,6	1298,8	1310,0	1321,4	1332,9	1344,5
		Óleo combustível comercial	443,2	452,3	461,6	466,3	468,4	470,6	472,8	475,0	477,2
		Óleo combustível industrial	420,6	429,9	439,5	444,4	446,5	448,7	450,9	453,1	455,3
		Carvão vapor	67,2	66,1	65,0	64,5	64,1	63,7	63,3	62,9	62,5
	Alto	*GLP comercial*	2107,1	2133,0	2159,2	2172,4	2180,2	2187,9	2195,7	2203,5	2211,4
		GLP industrial	1596,2	1536,4	1478,8	1450,8	1460,2	1469,8	1479,3	1489,0	1498,7
		Óleo combustível comercial	499,2	534,3	571,9	591,7	593,1	594,6	596,0	597,5	599,0
		Óleo combustível industrial	475,7	510,9	548,6	568,5	570,0	571,4	572,9	574,4	575,8
		Carvão vapor	67,4	66,5	65,5	65,0	64,7	64,4	64,1	63,8	63,5
R$ 3,0/US$	*Referência*	*GLP comercial*	2324,1	2310,7	2297,4	2290,7	2304,0	2317,4	2330,9	2344,4	2358,1
		GLP industrial	1735,1	1630,7	1532,5	1485,7	1498,6	1511,6	1524,7	1538,0	1551,3
		Óleo combustível comercial	511,4	521,8	532,6	538,0	540,5	543,0	545,5	548,1	550,6
		Óleo combustível industrial	485,3	496,1	507,1	512,7	515,2	517,7	520,3	522,8	525,4
		Carvão vapor	77,5	76,3	75,0	74,4	74,0	73,5	73,1	72,6	72,2
	Alto	*GLP comercial*	2431,2	2461,1	2491,4	2506,6	2515,6	2524,5	2533,5	2542,5	2551,6
		GLP industrial	1841,8	1772,7	1706,3	1674,0	1684,9	1695,9	1706,9	1718,1	1729,3
		Óleo combustível comercial	576,0	616,5	659,9	682,7	684,4	686,0	687,7	689,4	691,1
		Óleo combustível industrial	548,9	589,5	633,0	656,0	657,7	659,4	661,0	662,7	664,4
		Carvão vapor	77,8	76,7	75,6	75,0	74,7	74,3	74,0	73,6	73,3
R$ 3,5/US$	*Referência*	*GLP comercial*	2711,5	2695,8	2680,2	2672,5	2688,0	2703,7	2719,4	2735,2	2751,1
		GLP industrial	2024,3	1902,4	1787,9	1733,3	1748,3	1763,5	1778,8	1794,3	1809,9
		Óleo combustível comercial	596,6	608,8	621,3	627,7	630,6	633,5	636,5	639,4	642,4
		Óleo combustível industrial	566,2	578,8	591,6	598,2	601,1	604,0	607,0	609,9	612,9
		Carvão vapor	90,4	89,0	87,6	86,8	86,3	85,8	85,2	84,7	84,2
	Alto	*GLP comercial*	2836,4	2871,3	2906,6	2924,4	2934,8	2945,3	2955,7	2966,3	2976,8
		GLP industrial	2148,7	2068,2	1990,6	1953,0	1965,7	1978,5	1991,4	2004,4	2017,5
		Óleo combustível comercial	672,0	719,3	769,9	796,5	798,4	800,4	802,3	804,3	806,3
		Óleo combustível industrial	640,4	687,7	738,5	765,3	767,3	769,2	771,2	773,2	775,2
		Carvão vapor	90,8	89,5	88,2	87,5	87,1	86,7	86,3	85,9	85,5

Nota: P_{PET}: cenário de preços internacionais do petróleo. Por restrições de espaço físico, apresentam-se alguns anos apenas. Valores obtidos considerando-se o que o PCI equivale a 95% do PCS.

C- Energia elétrica

Tabela 39: Evolução da tarifa média anual de eletricidade nos cenários de crescimento adotados para a indústria química brasileira.

		5% a.a.			
Ano	*Consumo*	*Demanda*	**Ano**	*Consumo*	*Demanda*
2004	126,78	15,57	**2012**	187,31	23,01
2005	133,11	16,35	**2013**	196,67	24,16
2006	139,77	17,17	**2014**	206,50	25,36
2007	146,76	18,03	**2015**	216,16	26,63
2008	154,10	18,93	**2016**	226,97	27,96
2009	161,80	19,87	**2017**	238,32	29,36
2010	169,89	20,87	**2018**	250,23	30,83
2011	178,39	21,91	**2019**	262,74	32,37
		10 % a.a.			
Ano	*Consumo*	*Demanda*	**Ano**	*Consumo*	*Demanda*
2004	152,70	18,76	**2012**	327,33	40,20
2005	167,97	20,63	**2013**	360,07	44,23
2006	184,77	22,69	**2014**	396,07	48,65
2007	203,25	24,96	**2015**	435,68	53,51
2008	223,57	27,46	**2016**	479,25	58,86
2009	245,93	30,21	**2017**	527,17	64,75
2010	270,52	33,23	**2018**	579,89	71,22
2011	297,58	36,55	**2019**	637,88	78,34

Notas: 1- Tarifa de consumo: R$/MWh; 2- Tarifa de demanda: R$/kW.

Tabela 40: Evolução da tarifa média anual de eletricidade nos cenários de crescimento adotados para o setor comercial brasileiro.

		5% a.a.			
Ano	*Consumo*	*Demanda*	**Ano**	*Consumo*	*Demanda*
2004	166,96	14,86	**2012**	246,68	21,95
2005	175,31	15,60	**2013**	259,01	23,05
2006	184,08	16,38	**2014**	271,96	24,20
2007	193,28	17,20	**2015**	285,56	25,42
2008	202,94	18,06	**2016**	299,84	26,69
2009	213,09	18,97	**2017**	314,83	28,03
2010	223,74	19,91	**2018**	330,57	29,43
2011	234,93	20,91	**2019**	347,10	30,90
		10 % a.a.			
Ano	*Consumo*	*Demanda*	**Ano**	*Consumo*	*Demanda*
2004	201,11	17,90	**2012**	431,09	38,37
2005	221,22	19,69	**2013**	474,20	42,20
2006	243,34	21,66	**2014**	521,62	46,42
2007	267,68	23,82	**2015**	573,79	51,07
2008	294,44	26,21	**2016**	631,17	56,18
2009	323,89	28,83	**2017**	694,29	61,79
2010	356,28	31,71	**2018**	763,71	67,97
2011	391,90	34,88	**2019**	840,09	74,77

Notas: 1- Tarifa de consumo: R$/MWh; 2- Tarifa de demanda: R$/kW.

C- Gás natural

Tabela 41: Cenários de preços de gás natural adotados para a indústria química brasileira. Valores em R$/mil m^3.

P_{PET}		Cenário de preços	2003	2005	2007	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R$ 2,6/US$	*Referência*	*Substituição – sem incentivo*	525,9	550,2	561,1	572,3	577,9	586,8	595,2	603,4	611,7	620,0
		Substituição – com incentivo	491,0	514,5	524,4	534,6	539,7	548,2	556,0	563,7	571,5	579,2
		Cogeração - sem incentivo	279,3	295,7	298,5	301,3	302,7	307,3	311,3	315,1	318,9	322,7
		Cogeração - com incentivo	276,0	292,5	295,2	298,0	299,5	304,1	308,0	311,9	315,7	319,4
	Alto	*Substituição – sem incentivo*	534,7	569,2	591,1	614,2	626,2	638,8	647,2	655,3	663,3	671,3
		Substituição – com incentivo	499,9	533,5	554,4	576,5	588,0	600,1	608,0	615,5	623,0	630,5
		Cogeração - sem incentivo	290,0	316,7	330,5	345,3	353,1	361,4	365,5	369,2	372,7	376,2
		Cogeração - com incentivo	286,8	313,4	327,2	342,0	349,9	358,2	362,3	365,9	369,5	373,0
R$ 3,0/US$	*Referência*	*Substituição – sem incentivo*	532,2	556,9	567,8	579,0	584,6	593,5	601,8	609,9	618,1	626,2
		Substituição – com incentivo	497,4	521,1	531,1	541,3	546,4	554,9	562,6	570,2	577,8	585,5
		Cogeração - sem incentivo	306,7	324,0	327,4	330,8	332,5	337,4	341,6	345,6	349,6	353,6
		Cogeração - com incentivo	303,5	320,8	324,1	327,6	329,3	334,2	338,3	342,4	346,4	350,3
	Alto	*Substituição – sem incentivo*	542,5	578,8	602,4	627,3	640,3	653,5	661,8	669,7	677,6	685,4
		Substituição – com incentivo	507,7	543,0	565,7	589,6	602,2	614,8	622,6	630,0	637,3	644,6
		Cogeração - sem incentivo	319,2	348,2	364,3	381,6	390,7	399,8	404,2	408,0	411,7	415,4
		Cogeração - com incentivo	315,9	344,9	361,0	378,3	387,4	396,6	400,9	404,7	408,5	412,1
R$ 3,5/US$	*Referência*	*Substituição – sem incentivo*	540,2	565,2	576,2	587,3	593,0	601,9	610,0	618,0	626,0	634,0
		Substituição – com incentivo	505,4	529,5	539,5	549,7	554,8	563,2	570,8	578,3	585,8	593,2
		Cogeração - sem incentivo	341,0	359,4	363,5	367,7	369,8	375,1	379,5	383,8	388,0	392,2
		Cogeração - com incentivo	337,8	356,1	360,3	364,4	366,5	371,8	376,2	380,5	384,8	389,0
	Alto	*Substituição – sem incentivo*	552,2	590,8	616,5	643,8	658,0	671,8	680,1	687,8	695,4	703,0
		Substituição – com incentivo	517,4	555,0	579,8	606,1	619,8	633,2	640,9	648,0	655,2	662,3
		Cogeração - sem incentivo	355,6	387,6	406,6	426,9	437,6	447,9	452,5	456,5	460,4	464,3
		Cogeração - com incentivo	352,3	384,4	403,3	423,7	434,4	444,6	449,3	453,3	457,2	461,0

Nota: P_{PET}: cenário de preços internacionais do petróleo. Por restrições de espaço físico, não são apresentados todos os anos.

Tabela 42: Cenários de preços de gás natural adotados para o setor comercial brasileiro. Valores em R$/mil m³.

P_{PET}		Cenário de preços	2003	2005	2007	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R$ 2,6/US$	*Referência*	*Substituição – sem incentivo*	766,5	797,4	814,9	832,8	841,9	854,4	866,2	878,1	890,1	902,1
		Substituição – com incentivo	715,7	745,1	761,3	777,8	786,2	797,8	809,0	820,1	831,3	842,5
		Cogeração - sem incentivo	374,3	390,7	393,5	396,3	397,7	402,3	406,3	410,1	413,9	417,7
		Cogeração - com incentivo	364,7	381,1	383,9	386,7	388,1	392,7	396,7	400,6	404,4	408,1
	Alto	*Substituição – sem incentivo*	775,4	816,3	844,8	874,7	890,2	906,3	918,3	930,0	941,6	953,3
		Substituição – com incentivo	724,5	764,1	791,2	819,7	834,4	849,8	861,0	871,9	882,8	893,8
		Cogeração - sem incentivo	385,1	411,7	425,5	440,3	448,1	456,4	460,5	464,2	467,7	471,2
		Cogeração - com incentivo	375,5	402,1	415,9	430,7	438,5	446,8	451,0	454,6	458,2	461,7
R$ 3,0/US$	*Referência*	*Substituição – sem incentivo*	772,9	804,0	821,6	839,5	848,6	861,1	872,8	884,6	896,4	908,3
		Substituição – com incentivo	722,1	751,8	768,0	784,5	792,9	804,5	815,6	826,6	837,6	848,7
		Cogeração - sem incentivo	401,7	419,0	422,4	425,8	427,5	432,4	436,6	440,7	444,7	448,6
		Cogeração - com incentivo	392,1	409,4	412,8	416,2	418,0	422,9	427,0	431,1	435,1	439,0
	Alto	*Substituição – sem incentivo*	783,2	825,9	856,1	887,9	904,3	921,0	932,9	944,4	955,9	967,5
		Substituição – com incentivo	732,3	773,7	802,5	832,8	848,6	864,5	875,6	886,4	897,1	907,9
		Cogeração - sem incentivo	414,2	443,2	459,3	476,6	485,7	494,9	499,2	503,0	506,7	510,4
		Cogeração - com incentivo	404,6	433,6	449,7	467,0	476,1	485,3	489,6	493,4	497,1	500,8
R$ 3,5/US$	*Referência*	*Substituição – sem incentivo*	780,9	812,4	829,9	847,9	857,0	869,4	881,1	892,7	904,3	916,1
		Substituição – com incentivo	730,1	760,1	776,3	792,8	801,2	812,9	823,8	834,7	845,5	856,5
		Cogeração - sem incentivo	436,1	454,4	458,5	462,7	464,8	470,1	474,5	478,8	483,0	487,2
		Cogeração - com incentivo	426,5	444,8	449,0	453,1	455,2	460,5	464,9	469,2	473,5	477,7
	Alto	*Substituição – sem incentivo*	792,9	837,9	870,2	904,3	922,0	939,4	951,2	962,5	973,7	985,1
		Substituição – com incentivo	742,0	785,7	816,6	849,2	866,2	882,8	893,9	904,4	914,9	925,5
		Cogeração - sem incentivo	450,6	482,6	501,6	521,9	532,7	542,9	547,5	551,5	555,4	559,3
		Cogeração - com incentivo	441,0	473,0	492,0	512,3	523,1	533,3	537,9	542,0	545,9	549,7

Nota: P_{PET}: cenário de preços internacionais do petróleo. Por restrições de espaço físico, não são apresentados todos os anos.